

Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Э. А. Петровский

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Разработка системы мониторинга агрегатов НПЗ по параметрам виброскорости,  
виброускорения и виброперемещения

15.04.02 «Технологические машины и оборудование»

15.04.02.02 «Надежность технологических машин и оборудования  
нефтегазового комплекса»

Научный руководитель	_____	к.т.н., доцент	В. В. Бухтояров
	подпись, дата		
Выпускник	_____		Д. К. Зырянов
	подпись, дата		
Рецензент	_____	_____	_____
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия

Красноярск 2021

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка системы мониторинга агрегатов НПЗ по параметрам виброскорости, виброускорения и виброперемещения» содержит 124 страницы текстового документа, 34 рисунка, 12 таблиц, 40 использованных источников, 3 приложения.

**МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ, НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ДИАГНОСТИКА, ВИБРОХАРАКТЕРИСТИКИ, КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ, ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ, ПОКАЗАТЕЛЬ ЖИВУЧЕСТИ.**

Объектом исследования магистерской диссертации являются машины и оборудование нефтеперерабатывающих заводов, используемые в важных и особо важных технологических процессах нефтепереработки, в частности, насосное оборудование.

Предметом исследования, в свою очередь – способы и оборудование для мониторинга и контроля состояния технологического оборудования.

Цель работы:

- совершенствование системы интеллектуального мониторинга и контроля технического состояния распределенных технологических объектов нефтеперерабатывающих заводов на основе комплексного анализа вибропоказателей и прочих эксплуатационных и функциональных характеристик оборудования.

Задачи работы:

- рассмотреть цели и задачи диагностики и мониторинга опасных производственных объектов нефтехимического комплекса;

- изучить основные нормативные и отраслевые методы оценки надежности оборудования, а также проанализировать влияние ТО на поддержание надежности оборудования в процессе эксплуатации;

- осуществить выбор и обоснование выходного параметра в блоке анализа состояния оборудования;

- разработать структурную схему предлагаемого блока анализа и описать принцип функционирования блока и способ определения выходного параметра, позволяющего оценивать и прогнозировать состояние агрегата между техническими обслуживаниями, на примере одной из неисправностей для конкретного вида оборудования.

Актуальность работы заключается в возможности повышения надежности и безопасности работы агрегатов нефтеперерабатывающих заводов, сокращения затрат на техническое обслуживание и ремонт, продлении общего эксплуатационного ресурса оборудования.

Научная новизна магистерской диссертации заключается в разработке блока анализа параметров для системы мониторинга, обеспечивающего определение показателя «живучести» оборудования, отличающегося от известных оценок надежности агрегатов учетом влияния суммарных отклонений диагностических параметров от предельных или целевых значений,

накапливающих вероятность возникновения неисправностей, а также повышенной робастностью.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и вычисления для определения показателя «живучести» выполнялись в Microsoft Excel. Прогнозирование и сглаживание выходного параметра моделировались в программах STATISTICA и MathCAD.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Мониторинг агрегатов нефтеперерабатывающих заводов.....	7
1.1 Цели и задачи технической диагностики и мониторинга объектов нефтехимического комплекса.....	7
1.2 Применение насосного оборудования в процессах нефтеперерабатывающих заводов.....	11
1.3 Методы и средства диагностического контроля насосных агрегатов.....	14
1.4 Применяемые системы мониторинга состояния оборудования на предприятиях нефтехимической отрасли.....	19
1.5 Актуальность мониторинга оборудования нефтеперерабатывающих заводов.....	28
1.6 Вывод.....	30
2 Способы определения состояния технологического оборудования.....	32
2.1 Методы оценки показателей надежности оборудования.....	32
2.2 Влияние технического обслуживания на поддержание надежности в условиях эксплуатации.....	39
2.3 Анализ значимости виброхарактеристик для диагностического модуля системы мониторинга.....	43
2.4 Показатель «живучести» технологического оборудования.....	48
2.5 Вывод.....	51
3 Разработка элементов системы определения и прогнозирования показателей эксплуатационной надежности технологического оборудования.....	52
3.1 Структура блока анализа параметров оборудования.....	52
3.2 Выбор параметров и оборудования для исследования.....	54
3.3 Определение показателя «живучести» технологического оборудования в условиях угрозы возникновения неисправности.....	55
3.4 Повышение робастности анализирующей программы.....	79
Заключение.....	82

Список использованной литературы.....	84
Приложение А Диагностические параметры машин типовых видов.....	90
Приложение Б Диагностическая матрица насосов.....	92
Приложение В Статьи по теме диссертационного исследования.....	94

## ВВЕДЕНИЕ

Крупномасштабные распределенные технологические объекты состоят из элементов технологического оборудования, объединенных в технологические комплексы.

Примером распределенного технологического объекта является инфраструктура современного нефтеперерабатывающего завода, который функционирует на крупной территории и состоит из нескольких тысяч единиц оборудования и различных технологических комплексов, обслуживающих процессы переработки нефти и нефтепродуктов и их подготовки к дальнейшей транспортировке потребителям.

Сбой одной единицы оборудования может повлечь разрушение регламента всего процесса и перехода множества связанных единиц оборудования в предаварийное состояние. Проблема находит свое решение в сквозном мониторинге, учитывающем всю структуру комплекса и взаимозависимости процессов.

Отсутствие системы, включающей сквозной мониторинг, увеличивает экономические риски предприятия, а также риски нарушения безопасности, в том числе экологической и энергетической. Ее наличие, в свою очередь, позволяет дополнительно автоматизировать осуществляемые процессы, проводить своевременный контроль над изменением рабочих показателей.

Внедрение системы мониторинга состояния объектов производства позволит достичь максимальной производительности благодаря бесперебойной работе.

Также, на текущем этапе развития нефтегазового производства основные инновации в нефтепереработке связаны с развитием цифровых технологий, обеспечивающих более высокую эффективность и безопасность производственных процессов. В то же время общий технологический уровень российских нефтеперерабатывающих заводов в среднем ниже мирового. И именно использование современных интеллектуальных систем мониторинга

состояния технологических объектов является одной из ключевых задач в осуществлении концепции «цифрового завода», на которую ориентируется подавляющее большинство мировых нефтеперерабатывающих предприятий.

Целью данной работы является совершенствование системы интеллектуального мониторинга и контроля технического состояния распределенных технологических объектов нефтеперерабатывающих заводов на основе комплексного анализа вибропоказателей и прочих эксплуатационных и функциональных характеристик оборудования.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассмотреть цели и задачи диагностики и мониторинга опасных производственных объектов нефтехимического комплекса;
- изучить основные нормативные и отраслевые методы оценки надежности оборудования;
- проанализировать влияние технического обслуживания на поддержание надежности оборудования в процессе эксплуатации;
- определить чувствительность вибропараметров, которые будут использоваться в программе для блока анализа состояния оборудования;
- осуществить выбор и обоснование выходного параметра в блоке анализа состояния оборудования;
- разработать структурную схему предлагаемого блока анализа;
- описать принцип функционирования блока и способ определения выходного параметра, позволяющего оценивать и прогнозировать состояние агрегата между техническими обслуживаниями, на примере одной из неисправностей для конкретного вида оборудования.

Научная новизна магистерской диссертации заключается в разработке блока анализа параметров для системы мониторинга, обеспечивающего определение показателя «живучести» оборудования, отличающегося от известных оценок надежности агрегатов учетом влияния суммарных отклонений диагностических параметров от предельных или целевых значений,

накапливающих вероятность возникновения неисправностей, а также повышенной робастностью.

Объектом исследования магистерской диссертации являются машины и оборудование нефтеперерабатывающих заводов, используемые в важных и особо важных технологических процессах нефтепереработки. Предметом исследования, в свою очередь – распределенные системы мониторинга и контроля технологического оборудования.

Практическая значимость данной работы заключается в расширении области статистических решений по оценке надежности оборудования нефтегазовых производств.

Результаты диссертационного исследования были обсуждены на международной конференции «Computational Methods in Systems and Software 2020», 14-17 октября 2020 г., Чехия. По результатам участия в конференции 16 декабря 2020 года была опубликована статья «Research of Data Analysis Techniques for Vibration Monitoring of Technological Equipment».



## **1 Мониторинг агрегатов нефтеперерабатывающих заводов**

### **1.1 Цели и задачи технической диагностики и мониторинга объектов нефтехимического комплекса**

Одним из ключевых элементов обеспечения надежной и безопасной эксплуатации опасных производственных и критически важных объектов (ОПО и КВО) нефтехимического комплекса являются системы штатного и аварийного диагностирования [1]. Их создание основывается на исследовании вероятностей возникновения предаварийных, аварийных и катастрофических ситуаций в сложных технических системах [2]. Сюда относятся описание временной кинетики и динамики определяющих процессов повреждения КВО в штатных и аварийных ситуациях, ведущих к построению прогнозов изменения состояний сложных технических систем. Существенным положением такого анализа является постулат о возникновении и развитии механических повреждений в несущих элементах, которые заканчиваются их полным либо частичным разрушением. Процессы разрушения при воздействии поражающих факторов имеют место в большинстве техногенных происшествий – взрывах, пожарах и т.п. [2]

В критически важных объектах акты накопления и развития механических повреждений и разрушений, усугубляющихся влиянием окружающей среды (износ, коррозия, кавитация), нуждаются в прямом количественном анализе при оценке вероятностей возникновения катастроф [1]. Они же определяют возможные ущербы.

Для обеспечения безопасности  $S(\tau)$  КВО по критериям рисков  $R(\tau)$  должно осуществляться техническое диагностирование состояния  $S_s(\tau)$ :

- самих КВО (в первую очередь, критических элементов);
- систем диагностики, используемых для оценки состояния КВО [3].

Исследование любого объекта диагностирования с позиций безопасности включает три аспекта:

- технологический процесс;
- совокупность конструкций, оборудования, зданий, сооружений;
- объект диагностики как часть сложной социально-природно-техногенной системы (включая человека, объекты техносферы, природную среду).

Диагностика объектов осуществляется на четырех основных этапах:

- 1) нормальная эксплуатация;
- 2) начальная стадия развития аварии;
- 3) развитие аварии;
- 4) локализации и ликвидации аварии [5].

Основной целью диагностики и мониторинга критически важных объектов нефтехимического производства является повышение ресурса, надежности, живучести оборудования, агрегатов, процессов для предотвращения аварийных ситуаций, нередко сопровождающихся жертвами и ущербом для окружающей среды [4].

Технические средства диагностики  $D$  критически важных объектов нефтехимических производств по характеру использования можно разделить на два класса [3]:

- оперативные средства аварийных ситуаций  $D_{as}$ ;
- средства диагностики штатных ситуаций  $D_{ss}$ , используемые при изготовлении и эксплуатации, а также технических осмотрах, ремонтах, различного рода испытаниях и т.д. Оперативные средства штатной и аварийной диагностики как КВО, так и самих систем диагностирования, входят в системы комплексной диагностики

$$D = F_D \{D_{as}, D_{ss}\}. \quad (1.1)$$

Основная задача системы аварийной диагностики состоит в предоставлении информации о фактическом (по времени  $\tau$ ) состоянии объекта

и уровне воздействия иницирующих  $\Pi_{и}(\tau)$  и поражающих факторов  $\Pi_{п}(\tau)$  на персонал, население ( $N$ ), на сам объект ( $T$ ) и окружающую природную среду ( $S$ ), которая требуется для точной оценки ЧС и принятия мер по ее ликвидации при помощи систем, входящих в комплекс защиты объекта

$$D(\tau) = F_D \{W(\tau), E(\tau), I(\tau)\}; P(\tau) = F_P \{N(\tau), T(\tau), S(\tau)\}, \quad (1.2)$$

где  $W$  – опасные вещества;

$E$  – энергия;

$I$  – информация [2].

Диагностические комплексы входят в систему защиты объекта  $Z_{к}(\tau)$ , которая может быть функциональной ( $\bar{F}$ ), жесткой ( $\bar{T}$ ), естественной ( $\bar{N}$ ), охранной ( $\bar{S}$ ) и комбинированной ( $\bar{C}$ ) [3]. Система диагностики так же имеет элементы самозащиты, реализующие ее структурную устойчивость

$$Z_{к}(\tau) = F_Z \{\bar{F}(\tau), \bar{C}(\tau), \bar{S}(\tau), \bar{T}(\tau), \bar{N}(\tau)\}. \quad (1.3)$$

Диагностический комплекс, как правило, решает следующие задачи:

- обеспечение непрерывного сбора информации с контролируемого объекта для формирования мер по предотвращению аварийной ситуации, а также по ее локализации в случае возникновения;
- обеспечение поддержания стабильного состояния объекта;
- помощь в снижении последствий при нарушении нормальной эксплуатации объекта, аварийной ситуации и аварии;
- обеспечение оперативного оповещения персонала и населения о ЧС;
- оказание помощи персоналу объекта в случае возникновения сложных и нестандартных ситуаций [5].

Организация диагностического обеспечения КВО при их изготовлении и эксплуатации составляет основу диагностического аспекта надежности [4]. К задачам технической диагностики относятся проверка исправности, работоспособности, правильности функционирования и поиска дефектов объектов в процессе производства (сборки, приработки) и эксплуатации.

Классификация методов технического диагностирования показана на рисунке 1.1.

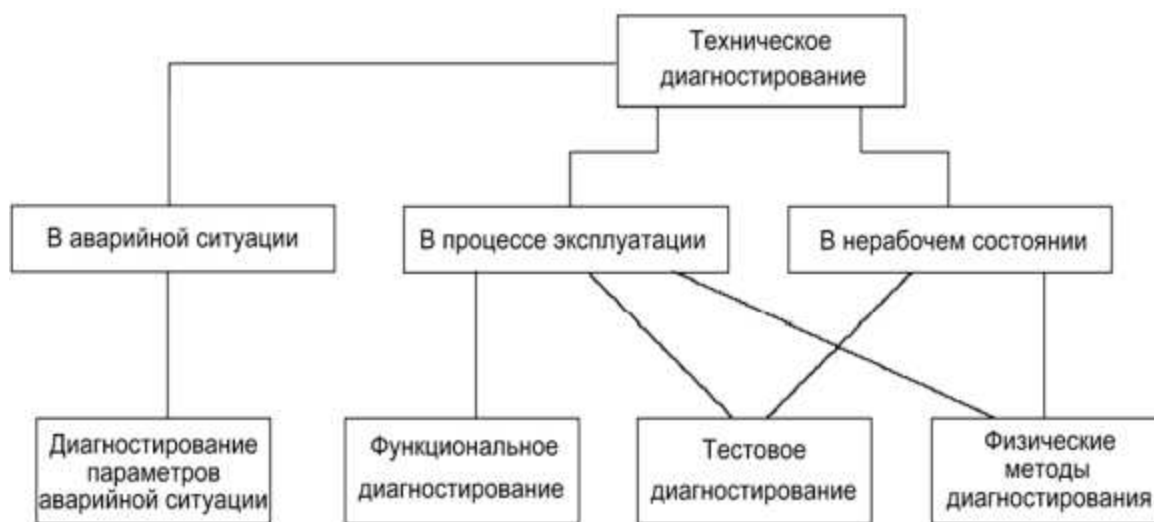


Рисунок 1.1 – Методы технического диагностирования

Существует три типа задач определения технического состояния объектов:

- I тип – задачи определения фактического состояния объекта;
- II тип – задачи предсказания технического состояния объекта, в котором тот окажется в будущем;
- III тип – задачи определения технического состояния, в котором объект находился в прошлом [1].

Экономическая эффективность от мероприятий по диагностическому обслуживанию объектов за счет сокращения числа аварий и затрат на восстановительный ремонт достигает, по оценкам экспертов, четвертой части стоимости диагностируемого оборудования объекта [6].

Концентрация больших и опасных объемов энергии ( $E$ ), опасных веществ ( $W$ ) и объемов информации ( $I$ ) приводит при их несанкционированном выбросе к колоссальным последствиям – социальным, экономическим и экологическим неприемлемым ущербам [5]. Поэтому задача создания и развития комплексных систем технической диагностики, входящих в системы защиты ОПО и КВО нефтехимического комплекса, является одной из важнейших задач, которая должна решаться постоянно, с использованием появляющихся новых физических методов диагностики состояния объектов, научно-методических и аппаратурных решений в данной области, с учетом развиваемой научно-методической базы обеспечения безопасности потенциально опасных объектов и теории риска

$$R = F_R \{R_E, R_W, R_I\}. \quad (1.4)$$

В дальнейшем предлагается рассматривать мониторинг и диагностику оборудования нефтехимических производств на примере насосных агрегатов.

## **1.2 Применение насосного оборудования в процессах нефтеперерабатывающих заводов**

Нефтеперерабатывающий завод – это промышленное предприятие, задачей функционирования которого является переработка нефти в бензин, авиационный керосин, мазут, дизельное топливо, смазочные масла, смазки, битумы, нефтяной кокс, сырьё для нефтехимии [7].

Производственный цикл нефтеперерабатывающего завода состоит из подготовки сырья, первичной перегонки нефти и вторичной переработки нефтяных фракций: каталитического крекинга, каталитического риформинга, коксования, висбрекинга, гидрокрекинга, гидроочистки и смешения компонентов готовых нефтепродуктов [7].

В процессе переработки нефти осуществляются различные технологические операции. Для этих работ используются десятки различных типов насосов. Учитывая, что примерно 90 % потребляемой оборудованием НПЗ электроэнергии приходится на насосное оборудование, правильный подбор насосов для эффективной, экономичной и надежной эксплуатации становится очень актуальным вопросом [8].

Перекачивание нефти в основном осуществляется либо винтовыми, либо центробежными насосами [9].

Винтовые насосные установки могут работать в более суровых условиях и способны перекачивать загрязненные жидкости и высокоплотные вещества.

Шнековый насос для нефти также отличается тем, что может применяться для разгрузки емкостей и цистерн (с топливом, кислотами), чего центробежные насосы сделать не могут [9].

Однако у центробежных насосов для перекачки нефти есть своя сфера использования. Их используют там, где перекачиваемая среда уже очищена от примесей (например, в магистральных узлах нефтепроводов) [9].

Поэтому, наиболее распространенным типом являются центробежные насосы, но за счет своих технических качеств применение на НПЗ находят и роторные насосы.

Особенности роторных насосов, важные для перекачки нефтепродуктов:

- уверенное всасывание и прокачка густых веществ (удельный вес до 1600 кг/м<sup>3</sup>) по трубопроводам [8];

- напорное давление не ниже 6-8 Бар;

- дозирующая способность роторного насоса (возможность подсчета точного количества перекачиваемого вещества) [8];

- компактные размеры и вес насосов, например, для монтажа на автоцистернах.[8]

Нефтяные насосные агрегаты применяются, в первую очередь, в нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах. Помимо этого, насосы данного типа работают и в других областях, где осуществляется

процесс перекачки нефти и нефтепродуктов, сжиженного углеводородного газа, а также других веществ, которые имеют сходные физические свойства с перечисленными веществами (показатель вязкости, веса, уровень коррозионного воздействия на материалы элементов насоса и т.п.) [10].

Насосы, изготавливаемые в различных климатических исполнениях и различных категориях, предназначены для работы вне помещений и в помещениях, где по условиям работы возможно образование взрывоопасных газов, паров или смеси пыли с воздухом, и относящихся к различным категориям взрывоопасности [10].

Таким образом, нефтяные насосные установки используются:

- в составе систем подачи топлива ТЭЦ;
- на предприятиях нефтегазодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности;
- крупных котельных и газонаполнительных станциях [10];
- на предприятиях, занимающихся распределением или использованием нефтепродуктов во взрывоопасных условиях;
- для перекачки нефтепродуктов различного вида;
- для магистральной перекачки сырой нефти [10];
- перекачка товарной нефти;
- перекачка газового конденсата;
- перекачка сжиженных газов [10];
- перекачка горячей воды на энергетических объектах;
- инъекция воды в пласт в системах ППД;
- перекачка химических реагентов [10];
- перекачка кислот и солевых растворов;
- перекачка взрывопожароопасных сред;
- закачка химических реагентов в пласт для лучшей отдачи нефти;
- перекачка различных химических сред на нефтегазовых объектах [10];
- перекачка питательной воды в системах парового отопления;
- в бустерных системах;

- в системах генерации давления [10].

### **1.3 Методы и средства диагностического контроля насосных агрегатов**

Диагностический контроль насосных агрегатов осуществляется по параметрическим и виброакустическим критериям, а также по техническому состоянию отдельных сборочных единиц и деталей, оцениваемому при выводе насосов из эксплуатации [11].

Для проведения диагностирования используются вибропреобразователи с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации, шумомеры с возможностью измерения октавных составляющих, приборы, позволяющие определять техническое состояние подшипников качения или аналогичные им, но с большими функциональными возможностями отечественного или зарубежного производства [11].

Средства контроля вибрации и методы вибродиагностики должны обеспечивать решение следующих задач:

- своевременного обнаружения возникающих дефектов составных частей оборудования и предотвращения его аварийных отказов [12];

- определения объема ремонтных работ и рационального их планирования;

- корректировки значений межремонтных интервалов и прогнозирования остаточного ресурса составных частей оборудования по его фактическому техническому состоянию;

- проверки работоспособности оборудования после монтажа, модернизации и ремонта, определения оптимальных режимов работы оборудования [11].

Насосные агрегаты должны быть оснащены контрольно-сигнальной виброаппаратурой (КСА) с возможностью контроля текущих параметров



вибрации, предупредительной сигнализацией и автоматическим отключением при превышении предельно допустимого уровня вибрации.

До установки контрольно-сигнальных средств контроль и измерение вибрации осуществляются портативными (переносными) средствами виброметрии. Датчики виброаппаратуры устанавливаются на каждой подшипниковой опоре [13].

В качестве измеряемого и нормируемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10-1000 Гц [13].

Измерение значений виброскорости осуществляется в вертикальном направлении. При этом регистрируется соответствующий режим работы насоса, то есть подача и давление на входе.

В таблице 1.1 приведены допустимые уровни вибрации при эксплуатации центробежных насосов.

Таблица 1.1 – Предельно допустимые нормы вибрации при эксплуатации насосов

Высота оси вращения ротора, мм	Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с
До 80	1,8
80-132	2,8
132-225	4,5
Свыше 225	7,1

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых опор (насосы со встроенными подшипниками), вибрация измеряется как можно ближе к оси вращения ротора [13].

При определении шумовых характеристик измеряются в соответствии с ГОСТ 23941-2002: уровень звука  $L_A$  (в дБА) в контрольных точках; уровень звукового давления  $L_I$  (в дБА) в октавных полосах частот (от 31,5 до 8000 Гц) в контрольных точках [14].

Приборы, применяемые для измерения шумовых характеристик, число точек измерения и измерительные расстояния определяются технической документацией на конкретный шумомер и условиями эксплуатации диагностируемого оборудования [14]. При определении шумовых характеристик (базовых и текущих) должны соблюдаться одинаковые условия измерений (режим работы, количество одновременно работающего оборудования и др.).

По результатам диагностических контролей принимается решение о выводе насосов в ремонт или их дальнейшего использования по назначению [13].

Периодичность, форма и объем регистрируемых параметров должны быть определены нормативными документами с учетом возможной ручной, автоматизированной или смешанной системы регистрации информации.

Основные причины вибрации насосных агрегатов обуславливаются механическими, электромагнитными и гидродинамическими явлениями, а также жесткостью опорных систем [11].

При проведении измерений необходимо разделить перечисленные источники вибрации насосов. При повышенной вибрации подшипниковых опор агрегата следует проверить жесткость крепления подшипниковых опор к корпусу или раме, жесткость крепления корпуса насоса и рамы двигателя к фундаменту. Повышенная вибрация в горизонтальной плоскости указывает на уменьшение жесткости в горизонтальных направлениях [11].

По результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график изменения среднего квадратического значения виброскорости в зависимости от наработки (см. рисунок 1.2). До виброскорости 6,0 мм/с график можно представить прямой линией, проведенной согласно полученным значениям вибрации. Далее график строится по значениям вибрации, соответствующим наработке насосного агрегата после виброскорости 6,0 мм/с. График, построенный после достижения уровня вибрации 6,0 мм/с, как правило, будет располагаться под большим углом к оси абсцисс и позволит

оценить время наступления предельно допустимого значения вибрации  $\tau_1$  при предельном значении виброскорости 7,1 мм/с или  $\tau_2$  – при 11,2 мм/с [11].

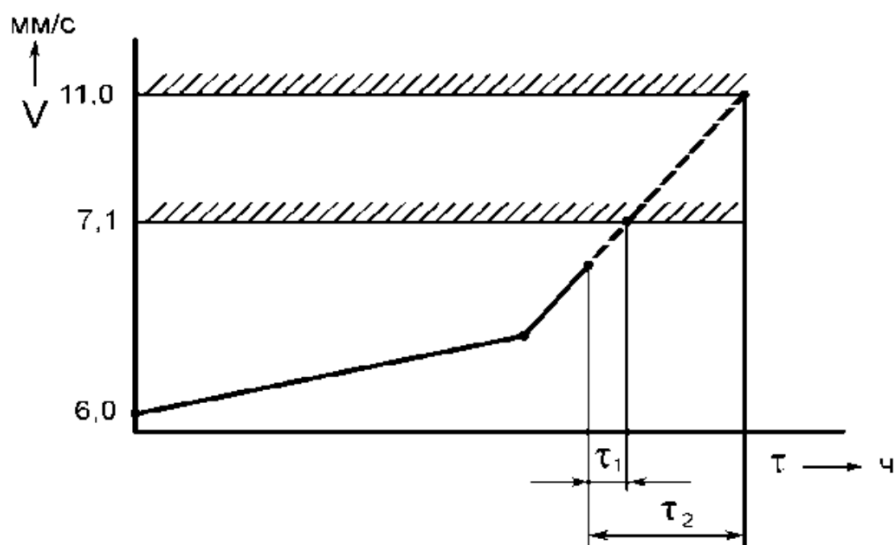


Рисунок 1.2 – Определение остаточного ресурса оборудования по уровню вибрации

Для более достоверной оценки технического состояния и остаточного ресурса отдельных деталей или узлов рекомендуется строить также график по основным спектральным составляющим, указывающим возможные дефекты насосных агрегатов [11].

В процессе эксплуатации насосного агрегата его техническое состояние меняется из-за износа деталей и узлов. Наиболее распространенной и значимой причиной ухудшения характеристик насоса в процессе эксплуатации является износ деталей щелевого уплотнения рабочего колеса.

Насосные агрегаты необходимо выводить в ремонт при снижении величины напора насоса от базовых значений на 5-7 % [12].

Значение возможного снижения КПД относительно базового значения может уточняться для конкретного типоразмера насоса на основании экономической оценки из условия, что стоимость ремонта, при котором обеспечивается восстановление первоначального КПД, будет выше затрат, вызванных перерасходом электроэнергии из-за снижения КПД насоса [12].

Диагностирование состояния насосных агрегатов по параметрическим критериям допускается проводить как на основе данных, полученных по каналам телемеханики, так и на основе контрольных измерений с применением образцовых средств измерения давления, подачи, мощности, частоты вращения ротора насоса, плотности и вязкости перекачиваемой жидкости.

Измеряемые параметры и средства измерения [13]:

- давление на входе и выходе насосного агрегата измеряется штатными первичными преобразователями давления с точностью 0,6% при использовании АСУ или образцовыми манометрами класса 0,25 или 0,4;

- подача определяется по узлу учета, по объемам резервуаров с помощью переносных ультразвуковых расходомеров или другими способами;

- мощность, потребляемая насосом, измеряется при помощи штатных первичных преобразователей мощности с точностью не ниже 0,6 %. При установившихся режимах для грубой оценки допускается определять мощность по счетчику потребляемой электроэнергии или вольтметру и амперметру;

- частота вращения ротора замеряется датчиком частоты вращения с точностью 0,5 %;

- плотность и вязкость перекачиваемой жидкости определяются по узлам учета или в химической лаборатории.

Замер параметров проводится только при установившемся (стационарном) режиме перекачки.

Контроль стационарности режима осуществляется по подаче (при возможности непосредственного измерения) или по давлению на входе или выходе насосного агрегата.

Параметры измеряются при бескавитационном режиме работы насосного агрегата (контролируются при измерении вибрации и по давлению на входе в насос) [11].

## **1.4 Применяемые системы мониторинга состояния оборудования на предприятиях нефтехимической отрасли**

### **1.4.1 Система вибродиагностики динамического оборудования КОМПАКС**

Стационарная система мониторинга состояния оборудования КОМПАКС® предназначена для обеспечения безопасной экологически чистой ресурсосберегающей эксплуатации оборудования взрывопожароопасных производств, предупреждения аварий, производственных неполадок и управления техническим состоянием оборудования путем его непрерывного компьютерного мониторинга [16]. Система вибродиагностики КОМПАКС® обеспечивает диагностику, мониторинг и прогноз технического состояния агрегатов с выдачей предписаний по ближайшим неотложным действиям, проводимых с оборудованием, технологическому персоналу в операторную установки и руководству предприятия посредством диагностической сети [16].

Система КОМПАКС® является универсальной системой комплексного мониторинга технического состояния оборудования и обладает гибкой распределенной параллельно-последовательной архитектурой, обеспечивающей высокую скорость и точность обработки информации [15].

В системе мониторинга КОМПАКС® используются следующие методы неразрушающего контроля:

- вибрационный,
- акустико-эмиссионный,
- тепловой,
- электрический,
- вихретоковый,
- акустический,
- оптический и др [15].

Применение вышеперечисленных методов в комплексе позволяет на единой программно-аппаратной платформе контролировать как динамическое оборудование (насосы, компрессоры и т.д.), так и статическое (колонны, реакторы, резервуары, трубопроводы) [16].

Датчики вибрации позволяют измерять совместно 3 вибропараметра: виброускорение, виброскорость и виброперемещение. Совместный анализ виброускорения, виброскорости, виброперемещения, их скоростей роста, стохастических и спектрально-корреляционных характеристик вибропараметров позволяет выявлять дефекты на стадии зарождения.

Согласно стандарту РФ ГОСТ Р 53564-2009 [17], КОМПАКС® относится к системам первого класса и может применяться для комплексного мониторинга технологической системы в целом, включая объекты первой, второй и третьей категорий с возможностью автоматической блокировки опасных агрегатов, обеспечивая безопасную эксплуатацию оборудования по фактическому техническому состоянию [17].

Системы мониторинга технического состояния оборудования КОМПАКС® в реальном времени автоматически осуществляют [15]:

- диагностику и прогнозирование основных неисправностей (>95-98%) оборудования с ранним обнаружением, полным использованием ресурса и сохранением ремонтпригодности;
- информирование персонала о ближайших первоочередных действиях по управлению состоянием оборудования;
- контроль над исполнением предписаний систем и действий персонала посредством сетевых технологий;
- формирование планов целенаправленных ремонтов на основе фактического состояния оборудования;
- ведение баз данных диагнозов, работ, замен и ресурсов оборудования, представление отчетов на всех уровнях управления предприятием;
- выявление и ликвидацию основных причин отказов оборудования;
- устранение ошибок проектирования и монтажа;

- оптимизацию технологических схем и состава оборудования [15].

На рисунке 1.3 представлена структурная схема системы КОМПАКС®.

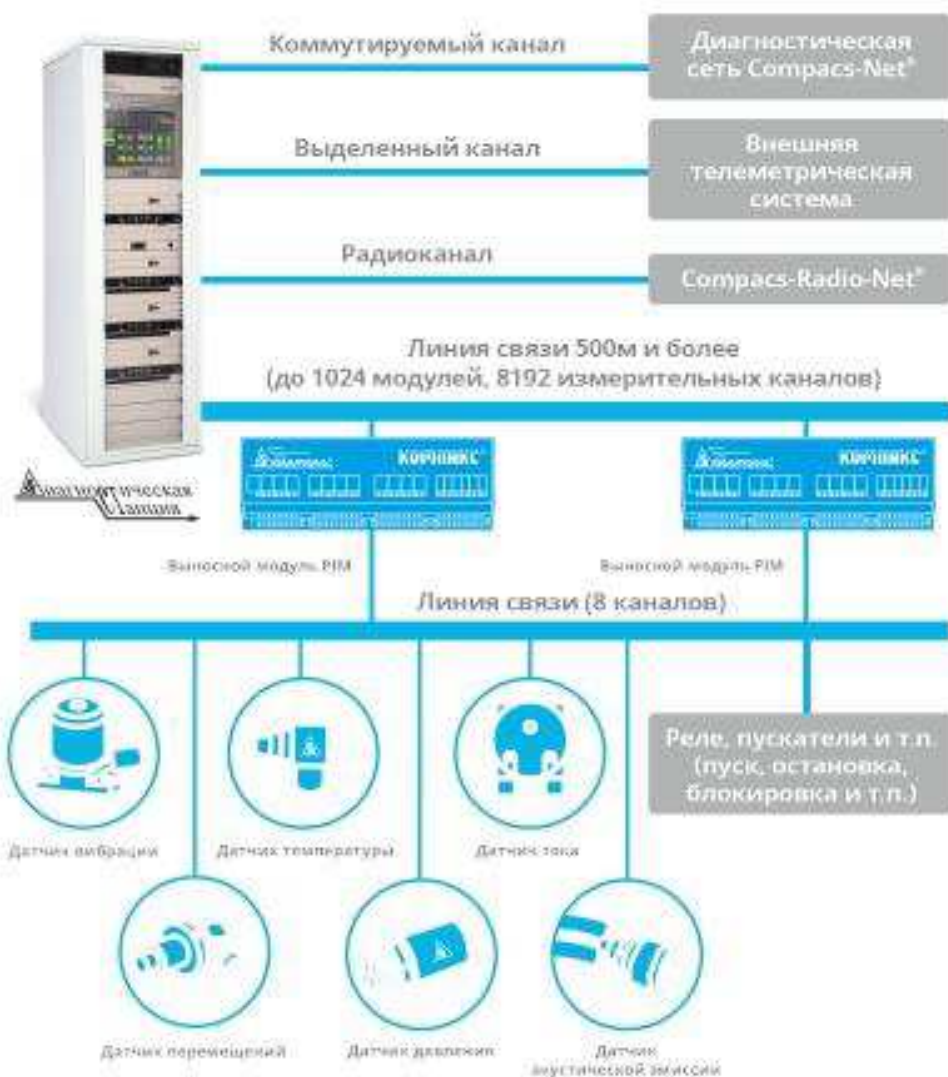


Рисунок 1.3 – Структурная схема системы КОМПАКС®

Стационарная система вибромониторинга КОМПАКС® включает в себя:

- систему датчиков, контролирующих основные параметры оборудования;

- распределенную систему выносных модулей, обеспечивающих первичную фильтрацию сигналов с датчиков и их трансляцию в диагностический контроллер, а также обеспечивающих контроль над целостностью самих датчиков и линий связи;

- диагностическую станцию, обеспечивающую сбор и хранение, обработку данных, отображение результатов мониторинга;

- диагностическую сеть предприятия *Compacs-Net*<sup>®</sup> для предоставления на компьютерах пользователей (от персонала цеха до руководства предприятия) полной информации о фактическом состоянии оборудования.[15]

Основное преимущество системы КОМПАКС<sup>®</sup> над другими мониторинговыми системами – наличие автоматической экспертной системы поддержки принятия решений.[15]

Экспертная система КОМПАКС<sup>®</sup> предназначена для автоматической диагностики и прогнозирования технического состояния оборудования. Экспертная система относится к классу поддержки принятия решений, то есть её ключевой задачей является помощь в принятии обоснованных решений по управлению состоянием и режимом работы технологического оборудования.

Автоматическая экспертная система поддержки принятия решений, принцип формирования выводов которой представлен на рисунке 1.4, в качестве входных данных использует информацию о текущих значениях диагностических признаков, их временных трендах и спектральных характеристиках сигналов. Экспертная система имеет свойство инвариантности к параметрам диагностируемого оборудования, что позволяет обеспечить диагностику даже при недостатке информации об особенностях конструкции оборудования. Без участия специально обученного персонала, экспертная система автоматически определяет дефекты и неисправности оборудования и предоставляет перечень работ, выполнение которых позволит оборудованию продолжить дальнейшую эксплуатацию [15].

Экспертная система после получения сигнал с датчиков, размещённых на диагностируемом оборудовании, формирует вектор диагностических признаков, включающий три группы:

- параметры общего вида по сигналам с датчиков;
- скорости изменения параметров;
- признаки, рассчитанные в результате обработки трендов и спектров.



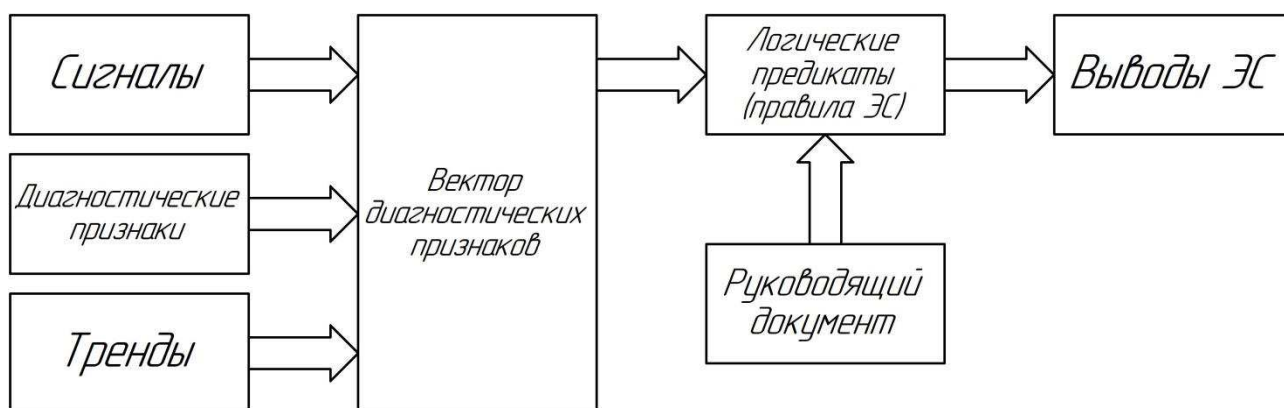


Рисунок 1.4 – Принцип формирования выводов экспертной системы КОМПАКС®

Вектор диагностических признаков поступает в блок обработки логических предикатов ЭС, по результатам работы которого формируются выводы экспертной системы.

В результате система выдаёт диагностические предписания на основной экран в виде текстовых сообщений, а также формирует команды модулю вывода речевых предупреждений. По любому параметру система ведёт оценку скорости его изменения, что является одним из диагностических признаков, инвариантных к типу оборудования [15].

#### 1.4.2 Система мониторинга состояния *SIPLUS CMS*

Системы мониторинга состояния *SIPLUS CMS* регулярно контролируют состояние механических узлов оборудования по всему заводу. *SIPLUS CMS* представляет собой важный шаг на пути к концепции «цифрового завода», где все участники, включая машины, продукты и людей в цепочке создания стоимости будут подключены к сети.

Системы мониторинга состояния *SIPLUS CMS* создают предпосылки для раннего обнаружения повреждений машин и технологических линий, а также целенаправленного планирования работ по техническому обслуживанию для сокращения простоев до минимума [18].

Система *SIPLUS CMS* записывает и анализирует механические переменные, полученные с машин, интегрирует их в автоматизированную среду и предоставляет вспомогательные средства для принятия решений обслуживающему персоналу, операторам и руководству. Открытая архитектура системы и эффективное взаимодействие между компонентами автоматизации (ТИА) позволяют контролировать состояние компонентов оборудования на всех уровнях. При таком подходе управляющий персонал может внимательно следить за актуальной информацией о состоянии процесса и агрегатов. В случае возникновения отклонений от нормы система позволяет быстро оценить, насколько максимально возможно продлить безопасную эксплуатацию [18].

Ниже представлены ключевые преимущества системы *SIPLUS CMS*:

- простая конфигурация системы, открытые стандарты, возможность простого расширения;
- снижение затрат: более длинный жизненный цикл, эффективное обслуживание оборудования, защита инвестиций;
- повышение производительности: снижение непроизводительного времени, прогнозируемое обслуживание и ремонт, простая диагностика;
- внедрение цифровизации: запись и анализ механических переменных, подключение к облачным решениям, принятие решений для обслуживания.

Из представленных компанией *Siemens* линейки систем мониторинга наиболее подходящей для применения на нефтеперерабатывающих заводах является *SIMPLUS CMS4000* [18].

*SIMPLUS CMS4000* подходит для мониторинга как отдельных механических элементов машины, так и сложных крупных производственных систем. Система способна расширяться вместе с ростом требований. Данную систему можно интегрировать в любую автоматизированную среду. Мощное диагностическое программное обеспечение *CMS X-Tools* также позволяет создавать и защищать собственные модели анализа и интегрировать данные процесса из системы управления.

Структура системы:

- подключение до 30 интерфейсных модулей (*IFN*) для сбора данных виброакселерометров, аналоговых сигналов и данных виброперемещения;
- программные узлы в виде функциональных блоков для подключения специальных контроллеров;
- технология шинного соединения: *EEE1394a (FireWire)* для передачи измеряемых значений на ПК (например, *Microbox*);
- анализ с использованием диагностического программного обеспечения *CMS X-Tools* [18].

Основные функции системы:

- запись механических сигналов с помощью 180 датчиков – синхронно и в реальном времени с частотой дискретизации до 192 кГц;
- получение данных процесса через *ION* непосредственно из *SIMATIC S7*, *SIMATIC TDC* и *SIMOTION*;
- передача данных в *CMS X-Tools* через *TCP/IP*-связь.

Преимущества:

- непрерывный контроль состояния механических элементов даже при низкочастотных вибрациях;
- простая интеграция в существующие и новые системы автоматизации;
- обеспечение качества производственных процессов через функции бортового регистратора;
- детальный анализ, диагностика, мониторинг, визуализация и архивирование [18].

Качество и количество при сборе и анализе данных играют наиболее значительную роль для мониторинга состояния. Система *SIPLUS CMS X-Tools* позволяет установить связи между самыми разными параметрами и сигналами о работе производства и представить их визуализацию. *SIPLUS CMS X-Tools* обладает библиотекой блоков анализа для удобной диагностики, визуализации, хранения и представления данных.

### 1.4.3 Система вибромониторинга *GE Bently Nevada 3500*

*GE Bently Nevada 3500* – система, обеспечивающая непрерывный мониторинг в реальном времени для надежной защиты роторного и поршневого оборудования. Производитель представляет 3500 как свою самую функциональную и гибкую систему, которая предоставляет больше функций, нежели любая другая доступная сегодня система мониторинга *Bently Nevada* [19].

В состав системы вибромониторинга *Bently Nevada 3500*, представленной на рисунке 1.5, входят обязательные и опциональные компоненты, такие как:

- системное шасси
- блок питания (1 или 2);
- системный интерфейсный модуль или модуль сбора динамических данных;
- программное обеспечение (ПО);
- мониторы (1 или более);
- модуль датчика фазы (1 или 2);
- релейные модули или (1 или более);
- коммуникационные шлюзы;
- дисплеи или дисплейное ПО;
- искробезопасные барьеры или изоляторы для монтажа во взрывоопасных зонах [19].

Ниже представлены основные особенности и преимущества данной системы мониторинга:

- обширный выбор измерительных параметров
- настройка программного обеспечения для фактически любых задач мониторинга;
- максимальная надежность с самотестированием и отказоустойчивыми элементами конструкции;

- прочная конструкция, полностью соответствующая современным стандартам по взрывобезопасности и пылевлагозащищенности;
- совместимость с дисплеями, установленными локально или удаленно;
- гибкость конфигурации с разными уровнями резервирования [19].



Рисунок 1.5 – Bently Nevada 3500

Система 3500 предоставляет возможность проведения самых разных измерений: радиальное и осевое положение, вибрации, дифференциальное расширение, воздушный зазор гидрогенератора, скорость ротора, обратное вращение, превышение скорости, температура, обнаружение опасных газов, нестабильность камеры сгорания газовой турбины, импульс/скорость поршневого компрессора, положение штока компрессора, давление в цилиндре поршневого компрессора и др., что делает ее универсальной в применении [19].

Далее приведены лишь наиболее распространенные виды оборудования, для защиты которых используется система мониторинга 3500:

- паровые, гидравлические, промышленные газовые, авиационные турбины

- поршневые, центробежные, осевые, винтовые компрессоры;
- центробежные, поршневые насосы;
- электрические двигатели, генераторы;
- редукторы;
- вентиляторы, воздуходувки;
- смесители, шаровые мельницы;
- измельчители, грануляторы;
- градирни [19].

### **1.5 Актуальность мониторинга оборудования нефтеперерабатывающих заводов**

Для нефтеперерабатывающих заводов характерно:

- повышенные требования к управлению технологическими процессами, производством и предприятием в целом. Высокие требования к автоматизации на объектах нефтеперерабатывающего комплекса (НПК) обусловлены, в первую очередь пожаро- и взрывоопасностью производств, необратимостью ситуаций, происходящих при нарушении технологических режимов;

- большое количество отдельных технологических установок (сепарационные, подготовки нефти, путевые подогреватели, насосные агрегаты);

- тяжелые условия размещения оборудования (пыль и прочие загрязнения) [20].

В процессе управления производством на нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ) решаются две основные задачи – управление самим технологическим процессом и управление его обеспечением. При управлении технологическим процессом необходимо обеспечить его стабильность, зависящую не только от правильного ведения процесса операторами, но и от

состояния оборудования. Нестабильность технологического процесса, обусловленная изменчивостью состояния оборудования, оборачивается большими финансовыми потерями и может привести к техногенным авариям. Поэтому обеспечение безопасной ресурсосберегающей эксплуатации оборудования является первостепенной задачей менеджмента [16].

Эксплуатация сложных производств, содержащих сотни и тысячи единиц технологического оборудования, невозможна без представления информации о его техническом состоянии руководству предприятия. Ремонт и модернизация оборудования, реконструкция участков, цехов и производств требуют принятия обоснованных решений, которые должны быть основаны на достоверной информации о причинах низкой производительности, повышенной частоте ремонтов, простоях, производственных неполадках и аварийных ситуациях [16].

Главной причиной возникновения отказов, неисправностей, производственных неполадок и аварий являются отсутствие соответствующей наблюдаемости и прогнозируемой оценки технического состояния агрегатов, определяемого их внутренней структурой, эксплуатационными нагрузками и качеством обслуживания со стороны персонала, при изготовлении в производстве и приемки на заводе-потребителе, в процессе ремонта в ремонтных подразделениях предприятия, а также при монтаже агрегатов на технологических установках и в процессе их эксплуатации.

Для достижения устойчивости технологической системы к разного рода возмущениям, в том числе отказам агрегатов, и управления ее состоянием посредством своевременного принятия организационных и технических мер, требуется обеспечить наблюдение за воздействующими на нее факторами, определяющими ее техническое состояние и адекватное управление, включающее выбор предпочтительного режима работы, а также разработку и реализацию необходимых компенсирующих мероприятий и технического обслуживания.

Чтобы развитие неисправностей стало наблюдаемым, необходим непрерывный мониторинг, т.е. диагностика с периодом, существенно меньшим интервала их развития, с автоматической доставкой объективных результатов, независимо от исполнителей, лицам, ответственным за эксплуатацию оборудования. Система мониторинга состояния должна обнаруживать эти неисправности, обеспечивать наблюдение за их развитием и своевременно предупреждать персонал о необходимости подналадки оборудования, вывода его в ремонт или остановки.

## **1.6 Вывод**

В первой главе был проведён обзор основных задач мониторинга и диагностики оборудования опасных производственных и критически важных объектов, к которым относятся агрегаты нефтеперерабатывающих заводов, в частности, насосные установки. Рассмотрены основные процессы, в которых применяется насосное оборудование, методы и средства диагностического контроля насосов и применяемые в нефтехимической отрасли системы мониторинга состояния объектов производства. Анализ материала показывает, что контроль состояния агрегатов нефтеперерабатывающих заводов является актуальной технической задачей по причинам высокой пожаро- и взрывоопасности производства, а также необратимости ситуаций, происходящих при нарушении технологических режимов. В соответствии с этим была поставлена следующая цель работы: разработка системы мониторинга и контроля состояния технологических объектов нефтеперерабатывающих заводов на основе комплексного анализа вибропараметров и прочих характеристик оборудования.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- изучить основные нормативные и отраслевые методы оценки надежности оборудования;



- проанализировать влияние технического обслуживания на поддержание надежности оборудования в процессе эксплуатации;
- определить чувствительность вибропараметров, которые будут использоваться в программе для блока анализа состояния оборудования;
- осуществить выбор и обоснование выходного параметра в блоке анализа состояния оборудования;
- разработать структурную схему предлагаемого блока анализа;
- описать принцип функционирования блока и способ определения выходного параметра, позволяющего оценивать и прогнозировать состояние агрегата между техническими обслуживаниями, на примере одной из неисправностей для конкретного вида оборудования.

## **2 Способы определения состояния технологического оборудования**

### **2.1 Методы оценки показателей надежности оборудования**

#### **2.1.1 Нормативные методы для оценки состояния технологического оборудования**

В настоящее время для оценки надежности сложных технических процессов и используемых в них видов оборудования распространено большое количество рабочей документации, стандартов, технических условий и прочей нормативной базы. Руководящий документ по стандартизации РД 50-690-89 «Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным» [21] является основополагающим из нормативно-правовых документов [22-24] для оценки надежности объектов производства. В документе устанавливаются методы планирования определительных испытаний на надежность (эксплуатационных наблюдений) и оценки показателей надежности по их результатам.

Изучим порядок проведения работ по оценке показателей надежности согласно РД 50-690-89:

- а) выбор плана испытаний на надежность;
- б) планирование испытаний;
- в) сбор необходимой информации;
- г) статистическая обработка информации.

План испытаний на надежность определяет число объектов испытаний, порядок их проведения (восстановление работоспособного состояния объекта после отказа, замена объекта или без восстановления и замены), а также критерии прекращения испытаний. Объектами испытаний являются однотипные изделия, не имеющие конструктивных отличий, которые изготавливаются по одной и той же технологии и испытываются в равных условиях.

Планирование испытаний на надежность предусматривает подбор необходимого объема испытаний для определения оценок показателей надежности с заданной точностью (относительной ошибкой  $\varepsilon$  в оценке показателя надежности) и достоверностью (доверительной вероятностью  $q$ ).

Необходимую информацию для оценки показателей надежности разделяют на два вида:

- экспериментальная информация о наработках работоспособных и неработоспособных объектов или их частей;

- информация о структуре объекта, взаимодействии составных частей, принятых способах резервирования, представляемая в виде структурной схемы надежности.

Экспериментальная информация, в свою очередь, также подразделяется на два вида: основную, полученную в результате испытаний или эксплуатации объекта исследования/его составных частей, и дополнительную, полученную в результате испытаний или эксплуатации объектов-аналогов, объектов-прототипов или аналогов с отличным от исследуемого объекта режимом испытаний или эксплуатации.

В качестве примера, исходной информацией могут служить выборочные значения наработки до отказа, срока службы, времени восстановления и т.п.

Заключительный этап – статистическая обработка информации для оценки показателя надежности, осуществляется двумя методами:

- непараметрический метод при неизвестном законе распределения, включающий непосредственную оценку показателей надежности;

- параметрический метод, в котором закон распределения известен, включающий также оценку параметров закона распределения, входящих в формулу расчета оцениваемого показателя надежности, и оценку показателя надежности по вычисленным оценкам параметров закона распределения.

Параметрические методы оценки показателей надежности, установленные в РД 50-690-89, применяют для экспоненциального,

нормального, логнормального и диффузионных распределений и распределения Вейбулла в ситуациях, указанных в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Типовые ситуации для параметрического метода оценивания показателей надежности [21]

Обозначение типовых ситуаций	Краткое описание типовых ситуаций
ТС-1	Однотипные изделия находятся в одинаковых условиях и показатели надежности этих элементов одинаковы
ТС-2	Однотипные изделия находятся в различных условиях. Известны отношения параметров законов распределения элементов
ТС-3	Однотипные изделия находятся в различных условиях. Известны диапазоны изменения отношения параметров в зависимости от нахождения в тех или иных условиях
ТС-4	Однотипные изделия находятся в различных условиях. Заведомо известно, что показатели в одних условиях больше, чем в других

Также, к этому методу можно отнести вариант, когда вид функции распределения заранее не известен, но на основании анализа основных механизмов отказов принимается гипотеза о виде распределения. Необходимо дать оценку параметров предлагаемой функции распределения и провести проверку непротиворечивости экспериментальных данных принятой гипотезе о виде функции распределения [21].

Непараметрический метод оценки показателей надежности применяют в предположении:

- виды законов распределения наработки объекта и объекта-аналога неизвестны;
- оцениваемый объект и объекты-аналоги находятся в одинаковых условиях;
- номенклатура показателей надежности оцениваемого объекта и объектов-аналогов совпадают.

В непараметрическом методе задача определения функции распределения и ее параметров не ставится. Необходимо оценить значения показателей надежности оцениваемого оборудования по эксплуатационным данным.

После определения оценок выполняется поиск зависимости между показателем надежности и наработкой оборудования.

Подробнее методика вычисления оценок показателей надежности описана в приложениях РД-50-690-89, а также в других информационных источниках о надежности технических систем [21-24].

Результаты вычислений представляют в виде оценок двух видов:

- а) точечные оценки, показывающие значение искомого параметра;
- б) интервальные оценки, указывающие пределы, в которые попадают точечные оценки с определённой вероятностью.

Оценку параметров распределений выполняют методом последовательных приближений. В качестве результата проведения оценки надежности оборудования по методике, содержащейся в РД 50-690-89, представляется информация о надежности исследуемого типа технологического оборудования по экспериментальным данным.

Рассматриваемая методика имеет некоторые отрицательные черты, что подтверждается различными исследованиями [25].

Малосерийность и уникальность объектов приводит к возникновению ограниченной статистической информации о возникающих отказах, что делает затруднительным применение методик, представленных в РД-50-690-89.

Еще одним недостатком представленной методики является ее статистический характер. Показатели, подлежащие оценке, являются усредненными за крупный временной период, поэтому прогноз с такими данными без учета причинно-следственных связей и функционального анализа моделей надежности объектов носит приближенный характер.

Проблема отсутствия представительных выборок об отказах в отдельных случаях делает нецелесообразным выполнение рекомендаций РД 50- 690-89 и аналогичных документов.

## 2.1.2 Отраслевые методы для оценки состояния технологического оборудования

Многие предприятия нефтегазовой отрасли, как в Российской Федерации, так и во всем мире, в качестве показателей надежности технологического оборудования используют оценки наработки на отказ и межремонтного периода [26], расчетные формулы которых представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расчет наработки на отказ и межремонтного периода

Оценка	Формула для определения
Наработка на отказ	$T = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_i,$ <p>где <math>N</math> – количество отказов объекта за скользящий год (период времени, предшествующий дате расчета); <math>t_i</math> – наработка до отказа объектов, отказавших за рассматриваемый скользящий год</p>
Межремонтный период	$T = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N T_{s_i},$ <p>где <math>N</math> – количество отказов объекта за скользящий год; <math>\sum_{i=1}^N T_{s_i}</math> – суммарное отработанное время работающими и отказавшими установками за скользящий год</p>

По полученным оценкам можно корректировать наработку оборудования до момента ремонта. Потенциальный результат корректировки – снижение количества отказов и, как следствие, более продолжительный срок эксплуатации оборудования.

Однако при расчете вышеуказанных оценок искусственно ограничивается объем данных, подлежащих анализу. Расчет проводится по ограниченной выборке, в которой содержатся данные за скользящий год, что фактически не позволяет учесть показатели, предшествующие этому периоду. Также, оценки зависимы от времени наблюдения, что снижает их достоверность. При

повышении времени наблюдения наработка на отказ остается приблизительно постоянной, а вероятность отказа возрастает, соответственно снижается межремонтный период.

Рассмотрим другие методы, предлагаемые или используемые в нефтегазовой отрасли для оценки показателей надежности.

Существует методика определения состояния объекта на основе нейросетевого анализа эксплуатационных показателей оборудования [27]. Такой метод позволяет наделять систему мониторинга высоким быстродействием (в отличие от классических систем, построенных на линейном анализе) при достаточно высоком качестве классификации состояний оборудования [27]. В предлагаемом методе для специального устройства используются несколько входных параметров, таких как температура электродвигателя, напряжение по фазе, ток по фазе, сопротивление изоляции, давление масла электродвигателя и частота вибрации электродвигателя, которые преобразуются по следующей формуле:

$$N_{\text{сист}} = \sum_{i=1}^6 \frac{S_{\text{факт}_i}}{S_{\text{пасп}_i}} \cdot K_i, \quad (2.1)$$

где  $S_{\text{факт}_i}$  – фактические значения параметров;

$S_{\text{пасп}_i}$  – паспортные значения параметров, по достижении которых оборудование входит в аварийное состояние;

$K_i$  – весовой коэффициент каждого входного параметра,  $\sum_{i=1}^6 K_i = 1$ .

Затем, полученные данные обрабатываются с помощью классифицирующей нейронной сети и оборудованию, для которого определялось техническое состояние, присваивается класс, соответствующий определенным рекомендациям по дальнейшей эксплуатации.

Также существует метод определения состояния объекта на основе оценочного показателя, именуемого как «уровень технического состояния» [28]. Здесь, уровень технического состояния – это комплексный показатель агрегата, определяемый на основе количественных оценок качественных показателей отдельных узлов, выявленных в ходе диагностирования агрегата [28].

Техническое состояние оборудования определяется с помощью диагностирования сборочных единиц, составных частей, определения качества сборки, регулировки и пр. При этом оцениваемым показателям, в том числе и качественным, присваиваются количественные значения, установленные справочно-нормативной документацией и при помощи экспертного оценивания. В целом, комплексный показатель состоит из оценок каждого из параметров, определяемых в ходе диагностирования [28].

Для расчета уровня технического состояния качественные показатели переводят в количественные, т.е. соотносят их с нормативными значениями. Значение определяющего фактора  $Q_i$  рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_i = \frac{D_k - D_{k_{\text{lim}}}}{D_{k_{\text{эт}}} - D_{k_{\text{lim}}}}, \quad (2.2)$$

где  $D_k$ ,  $D_{k_{\text{эт}}}$  – значения измеренного показателя  $k$ -го диагностического параметра оцениваемого определяющего фактора и нормативного (базового);

$D_{k_{\text{lim}}}$  – предельно допустимое значение показателя  $k$ -го диагностического параметра.

Полное техническое состояние объекта характеризуют как совокупную функцию ТС входящих в него элементов:

$$Y_{\text{ТС}} = \psi(\phi(f(D))). \quad (2.3)$$



Однако для сложных систем некорректно использовать такую зависимость, так как факторы в большинстве своем имеют различную значимость. Поэтому в этом методе предлагается использовать весовой коэффициент, устанавливаемый в зависимости от определяемой характеристики фактора [28]. Весовой коэффициент определяется двумя способами: аналитическим или экспертным. Большую точность дает аналитический способ, основанный на применении регрессионного или корреляционного анализа, но в этом методе используется экспертный подход.

По данным опроса экспертов для каждого фактора находят среднее значение весомости  $\varphi_j$ . Только после этого определяют показатель общего ТС агрегата:

$$Y_{\text{ТС}} = \frac{\sum_{j=1}^n \phi_j(Q_{ij}) \cdot \varphi_j}{\sum_{j=1}^n \varphi_j}. \quad (2.4)$$

## **2.2 Влияние технического обслуживания на поддержание надежности в условиях эксплуатации**

Сложные технические системы, к которым относят и оборудование нефтеперерабатывающих заводов, требуют систематического обслуживания, которое бывает двух видов – неплановым и плановым. Неплановое обслуживание проводится для восстановления работоспособности системы после возникновения отказов, плановое (профилактическое) обслуживание – для предотвращения роста интенсивности потока отказов. Профилактические осмотры, работы и ремонты, выполняемые систематически, относят к числу наиболее действенных способов поддержания надежности сложных технических систем.

В качестве критерия эффективности технического обслуживания  $L(t)$ , в общем случае, можно взять функцию процессов изменения трех случайных векторов – вектора  $X$  условия применения изделия; вектора  $Y$  характеристик надежности изделия; вектора  $Z$  квалификации обслуживающего персонала [29]. Перечисленные вектора могут оказывать взаимно противоположные влияния на показатель эффективности, поэтому возникает вопрос об оптимальном техническом обслуживании. Таким образом, в общем случае задача сводится к нахождению оптимальной функции

$$L(t) = \varphi\{X(t), Y(t), Z(t)\}. \quad (2.5)$$

Общее решение этой задачи довольно сложное и пока не нашло практического применения, однако некоторые частные решения используют их на практике.

Известно, что технические обслуживания могут привести к противоположным последствиям: с одной стороны, они приводят к поддержанию надежности технических систем; с другой стороны, после выполнения технических обслуживаний возможны нарушения: при регулировочных работах, покрытиях и уплотнений, незначительные надломы деталей и другие подобные нарушения, в результате чего увеличивается интенсивность отказов. В этом случае профилактика оказывает отрицательное влияние на характеристики надежности изделия, а также увеличивает материальные затраты на содержание техники [29].

При рассмотрении вопроса о рациональном ТО необходимо определить ряд оптимальных характеристик, таких как периодичность профилактики, объем выполняемых работ, количество специалистов, время проведения профилактики, стоимость технического обслуживания с учетом появления отказов после профилактики и т.д. Профилактика может оказаться оптимальной для одной из перечисленных характеристик и невыгодной для другой

характеристики. Определить оптимальное ТО с учетом перечисленных характеристик можно лишь после тщательного изучения всех физических процессов.

Определим эффективность обслуживания в зависимости от интенсивности  $\omega(t)$  потока отказов системы, представляемую в виде суммы нескольких потоков, вызванных случайными отказами, старением и износом элементов, разрегулированием и необходимостью переосвидетельствования и замены смазки, а также послепрофилактическими отказами, происходящими вследствие механических воздействий на элементы и узлы в процессе технического обслуживания.

Практика эксплуатации изделий машиностроения показывает, что наибольшее влияние на изменение потока отказов системы оказывает поток отказов, вызванный разрегулированием и необходимостью переосвидетельствования и замены смазки отдельных узлов. Этот поток отказов, в большинстве своем, определяет необходимость проведения ТО. В качестве примера рассмотрим случай, когда преобладающим является поток отказов из-за разрегулирования и необходимости переосвидетельствования, а суммарный поток  $\omega_c(t)$  случайных и износных отказов будет постоянным и незначительным. В рассматриваемом случае при назначении периода очередного ТО необходимо учитывать растущую интенсивность потока отказов из-за разрегулирования и переосвидетельствования и снижение этой интенсивности после профилактических работ.

Изменение суммарного потока отказов представлено на рисунке 2.1.

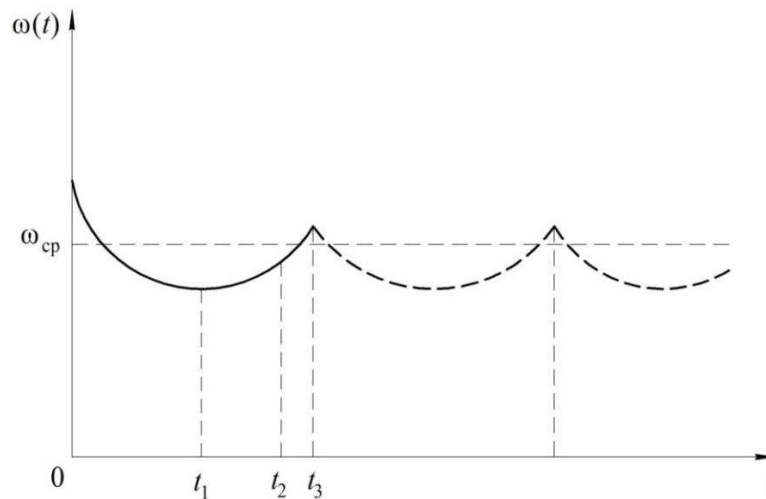


Рисунок 2.1 – Изменение суммарного потока отказов в процессе эксплуатации

Анализируя график изменения потока отказов, следует отметить, что после завершения технического обслуживания на участке времени  $(0, t_1)$  идет плавное уменьшение суммарного потока отказов, а на участке  $(t_1, t_2)$  – его резкое увеличение. В момент  $t_2$  назначают очередное техническое обслуживание, после которого в результате отказов, вызванных механическими воздействиями обслуживающего персонала, до момента  $t_3$  незначительно возрастает интенсивность суммарного потока отказов, а затем идет уменьшение потока, и этот процесс периодически повторяется от одного очередного обслуживания к другому. На практике зачастую суммарная интенсивность потока отказов  $\omega_c(t)$  после проведения ТО выражается зависимостью вида [29]

$$\omega_c(t) = \omega_0 \exp(-\lambda t). \quad (2.6)$$

Значения коэффициентов  $\omega_0$  и  $\lambda$  во многом зависят от методов обслуживания системы. При достаточно низкой квалификации обслуживающего персонала и плохой организации труда значения параметров могут быть такими, что ТО будет лишь снижать надежность оборудования.

При назначении периода времени  $t_2$  между техническими обслуживаниями целесообразно исходить из условия, чтобы средняя интенсивность потока отказов системы за это время была минимальной [29]:

$$\omega_{\text{cp}} = \frac{1}{t_2} \int_0^{t_2} \omega(t) dt = \min, \quad (2.7)$$

где  $\omega(t) = \omega_p(t) + \omega_{\text{п.п}}(t) + \omega_c(t)$ ;

$\omega_p$  – поток отказов из-за разрегулирования;

$\omega_{\text{п.п}}(t)$  – поток отказов после переосвидетельствования и профилактики.

Решение уравнения (2.7) удобнее находить графически (см. рис. 2.1).

### **2.3 Анализ значимости виброхарактеристик для диагностического модуля системы мониторинга**

Основными данными, получаемыми системой мониторинга, являются в первую очередь виброхарактеристики и только затем прочие технические параметры. Следует установить, как с помощью считываемых данных прогнозировать отказ оборудования с определенной точностью, а также каким образом можно повлиять на точность определения отказов.

Большинство систем непрерывного контроля и диагностики технического состояния оборудования, основанных на анализе вибропоказателей, работают по принципу прямой передачи информации с датчика (виброакселерометра) на модуль сбора и анализа данных [30]. В модуле сбора и цифровой обработки данных по определенному алгоритму, например, расчету и сравнению среднеквадратичных значений виброскорости с предельными уставками по 16 спектральным полосам [30], непрерывно собирается и обрабатывается сигнал. В случае превышения предупредительного уровня срабатывает аварийная сигнализация, информирующая персонал о необходимости принять меры. Если вибрации превысят аварийный уровень, агрегат может быть остановлен автоматически.

Таким образом, ключевая единица в модернизируемой системе мониторинга – блок (модуль) сбора и анализа параметров, так как с помощью

этого модуля, а точнее алгоритма, заложенного в нем, будет осуществляться определение текущего состояния оборудования и его прогнозирование. Вследствие этого встает вопрос о возможности реализации уникального программного кода на основе какой-либо классифицирующего анализа, деревьев решений, нейронных сетей и пр.

Возвращаясь к вопросу о возможности с помощью считываемых виброхарактеристик прогнозировать вид отказа оборудования с определенной точностью, существующие методы вибромониторинга в большинстве своем реализуют так называемый принцип «информационной полноты» [31]. То есть в условиях неопределенности о виде отказа, когда связи между параметрами агрегата, определяющими его техническое состояние, и диагностическими параметрами вибрации (виброускорение, виброскорость, виброперемещение) неизвестны, для диагностики используются помимо ранее известных признаков отказа еще и неизвестные, оставшиеся в виброакустическом сигнале после рекуррентного выделения известных. Выделение известных признаков происходит таким образом, чтобы события, приводящие к изменению неизвестных признаков, составляли «полную группу» в статистическом смысле. На основе этого подхода в качестве диагностических признаков первого уровня, составляющих «полную группу» были выбраны среднеквадратические значения виброускорения, виброскорости и виброперемещения. Эти параметры являются стандартными для обеспечения метрологии виброизмерений и подчеркивают соответственно высокочастотную, среднечастотную и низкочастотную полосы вибрации, в которых наилучшим образом проявляются соответственно проблемы механизмов (подшипники, зубья, лопатки, винты и пр.), проблемы агрегатного состояния (балансировка, центровка, соосность) и проблемы крепления агрегатов и соединительных конструкций (фундаменты, трубопроводы).

Соответственно, модуль сбора и анализа данных в системе мониторинга должен обладать встроенным алгоритмом для определения состояния оборудования и дополнительно самообучаться с помощью накопления и

запоминания вышеназванных неизвестных признаков отказов. Это необходимо для того, чтобы повысить точность выявляемых дефектов.

Для поиска закономерностей между значениями виброхарактеристик и отказами, возникающими в оборудовании, предлагается провести анализ чувствительности имеющихся переменных значений для дальнейшей разработки математического аппарата исследования надежности оборудования.

Анализ чувствительности переменных будем проводить с помощью программы *STATISTICA*. Анализировать переменные будем сразу для нескольких методов классификации, таких как: *MAR*-сплайны, дерево решений, нейронная сеть, линейный дискриминантный анализ и градиентный бустинг.

Всего для анализа использовалось 9 типов измерений, а также их среднеквадратичные значения (*Square*). Анализ выполнялся на основе данных о работе 221 объекта – насосных агрегатов (производитель и тип агрегата неизвестны).

Ниже представлены типы измерений:

- *aa* – датчик без фильтра, виброперемещение, осевое напр-е;
- *ao* – датчик без фильтра, виброперемещение, горизонтальное напр-е;
- *av* – датчик без фильтра, виброперемещение, вертикальное напр-е;
- *ia* – датчик с фильтром, виброскорость, осевое напр-е;
- *io* – датчик с фильтром, виброскорость, горизонтальное напр-е;
- *iv* – датчик с фильтром, виброскорость, вертикальное напр-е;
- *va* – датчик без фильтра, виброскорость, осевое напр-е;
- *vo* – датчик без фильтра, виброскорость, горизонтальное напр-е;
- *vv* – датчик без фильтра, виброскорость, вертикальное напр-е.[8]

Целевым показателем для анализа были выбраны виды отказов, выявленные в каждом из объектов. В таблице 2.3 показана классификация отказов и объектов, в которых эти отказы были определены.

Таблица 2.3 – Классификация объектов и отказов в них

Вид	Описание	Количество объектов
Базовые виды		
1	Проблема в соединении	13
2	Неисправные подшипники	23
3	Механическое ослабление, разбалтывание, отвинчивание и т.п.	6
4	Перекас или разрушение основания (фундамента)	5
5	Разбалансировка	13
6	Нормальные условия эксплуатации	27
Дополнительные виды		
7	Смещение вала (включает 1 и 4 базовые виды)	42
8	Проблемы в работе насоса (включает 2, 3 и 5 базовые виды)	26
9	Проблемы в работе привода (включает 2, 3 и 5 базовые виды)	8
10	Проблемы в работе агрегата (включает все базовые виды, кроме 6)	29
Комбинированные виды отказов		
11	Комбинация 1 и 2 видов	4
12	Комбинация 1 и 3 видов	2
13	Комбинация 1 и 5 видов	1
14	Комбинация 1 и 8 видов	2
15	Комбинация 1 и 9 видов	1
16	Комбинация 2 и 7 видов	2
17	Комбинация 3 и 4 видов	1
18	Комбинация 3 и 7 видов	1
19	Комбинация 4 и 8 видов	1
20	Комбинация 4 и 9 видов	1
21	Комбинация 5 и 7 видов	2

По результатам автоматического определения программой значений влияния переменных на определение того или иного вида отказа, была получена следующая таблица, представленная на рисунке 2.2.



All Predictors Sorted by Average Rank, Variable: Class  
Average Importance Ranking (1=Most Important)  
(Rankings 1 and 2 are highlighted)

	1 Average Ranking Across Methods	2 General Stepwise Linear Discriminant Analysis	3 Interactive Tree (C&RT)	4 Stochastic Gradient Boosting Trees	5 MARSplines	6 STATISTICA Automated Neural Networks, classification
aa	6,4	1	8	2	18	3
aoSquare	6,6	2	2	3	18	8
av	7,4	18	4	8	2	5
ao	9,4	18	6	1	18	4
io	10,4	18	5	9	18	2
iv	11,2	18	15	10	2	11
ioSquare	12	18	3	11	18	10
vo	12,2	18	7	16	18	2
va	12,6	18	11	7	18	9
voSquare	12,8	18	16	5	18	7
ia	13	18	17	6	18	6
aaSquare	13,4	18	1	12	18	18
iaSquare	13,6	18	14	4	18	14
ivSquare	14,6	18	10	14	18	13
w	14,8	18	13	13	18	12
avSquare	15,2	18	9	15	18	16
vaSquare	16,2	18	12	17	18	16
wSquare	17,8	18	18	18	18	17

Рисунок 2.2 – Анализ чувствительности переменных (1 – самый важный)

Как можно заметить, для различных методов классификации данных наиболее важные для определения целевого показателя переменные отличаются.

Для нейросетевой классификации ключевыми предикторами являются показатели по виброскорости. Как показывает анализ большого числа статей, патентов и исследований по вибродиагностике [3, 16, 20, 25-28, 32-34], именно виброскоростные показатели являются основными среднечастотными маркерами полос вибрации и позволяют с одинаковой точностью определять как проблемы в механизмах и узлах технологического оборудования, так и проблемы в состоянии агрегата в целом (фундамент, балансировка, крепление и пр.).

Для дискриминантного анализа и двух типов деревьев решений важнейшими из переменных значений для классификации являются показатели виброперемещения. Опираясь на уже имеющиеся исследования, данный тип измерения недостаточно полно способен отражать возникающие в оборудовании отказы, так как зачастую виброперемещение используется для определения отказов на низких частотах вибрации.

MAR-сплайны объединили наиболее чувствительные переменные, выбрав и виброперемещение, и виброскорость.

#### 2.4 Показатель «живучести» технологического оборудования

Опираясь на различные исследования о надежности технологического оборудования [20, 25-28], было выявлено, что подавляющее большинство предлагаемых решений по контролю состояния агрегатов основано на сопоставлении эксплуатационных характеристик и технических показателей оборудования с их предельными значениями или известными значениями, при которых возникает отказ.

В дополнение к существующим методикам предлагается использовать в системе мониторинга блок анализа параметров оборудования, который будет определять показатель «живучести» оборудования для того или иного типа неисправности (или комбинации неисправностей).

Показателем «живучести» является безразмерная величина, отражающая способность оборудования работать до технического обслуживания с сохранением трендов основных технических характеристик без возникновения определенной неисправности.

Показатель «живучести» определяется индивидуально для каждого типа отказа, так как напрямую зависит от количества диагностических параметров, по которым фиксируется наличие неисправности, а точнее от отклонений реальных значений от целевых трендов. Математически это можно описать так:

$$P_{\text{ж}} \propto w_{i,j}, \quad (2.8)$$

где  $w$  – отклонение реального значения параметра от целевого;

$i$  – диагностический параметр;

$j$  – тип отказа.

Вследствие того, что системы мониторинга способны выявлять и прогнозировать неисправности при анализе как минимум двух диагностических параметров, то выражение (2.8) на практике принимает вид

$$P_{\text{ж}} \square \sum_{i=1}^n \frac{1}{n} \cdot w_{i,j}, \quad (2.9)$$

где  $n$  – общее число диагностических параметров, значения которых используются для определения неисправности.

Также, показатель «живучести» зависит от времени между точкой его фиксации и регламентированным временем проведения технического обслуживания, которое впоследствии может быть скорректировано эксплуатирующей организацией.

$$P_{\text{ж}} \square (T - t), \quad (2.10)$$

где  $T$  – установленное время проведения технического обслуживания;

$t$  – значение времени в точке определения показателя «живучести».

На основании зависимостей (2.9) и (2.10) предлагается следующее выражение для определения показателя «живучести» оборудования в момент времени  $t$

$$P_{\text{ж}_j} \left( \sum_{i=1}^n w_i, t \right) = k \cdot \left( 1 - \sum_{i=1}^n \frac{w_i}{n} \right) + m \cdot e^{-\lambda \cdot (T-t)}, \quad (2.11)$$

где  $k$ ,  $m$  и  $\lambda$  – настроечные коэффициенты.

Настроечные коэффициенты  $k$  и  $m$  учитывают влияние составляющих уравнения (2.11) на показатель «живучести» оборудования. Для каждого типа отказа эти два коэффициента принимают индивидуальные значения, которые

устанавливаются эксплуатирующей организацией по уже имеющимся данным о возникавших неисправностях в данном виде оборудования. При этом стоит учитывать, что сумма коэффициентов  $k$  и  $m$  равна 1.

$$k + m = 1. \quad (2.12)$$

По умолчанию,  $k$  и  $m$  принимают значения 0,5.

Настроечный коэффициент  $\lambda$  отражает влияние временного фактора на возникновение неисправности  $j$ . Значение данного коэффициента устанавливается эксплуатирующей организацией на основании данным о возникавших неисправностях в данном виде оборудования. При этом, несмотря на тип отказа,  $\lambda$  является постоянным коэффициентом, изменяющимся только для различных видов оборудования.

По умолчанию,  $\lambda$  принимает значение  $1 \cdot 10^{-5}$ .

Значения настроечных коэффициентов могут определяться экспертным методом. Экспертная группа в составе нескольких человек независимо друг от друга ранжируют по значимости все потенциальные неисправности, которые могут возникнуть в оборудовании, и соответствующие им значения настроечных коэффициентов  $k$  и  $m$ . В случае с коэффициентом  $\lambda$  экспертной группе требуется сопоставить значения коэффициента с различными видами оборудования, на которых планируется установка предлагаемой системы анализа параметров. При этом эксперты должны руководствоваться исходной информацией, т.е. фиксированными ранее значениями параметров, характеризующими состояние объекта в момент времени. После обработки полученной информации для каждого отказа и оборудования устанавливаются свои настроечные коэффициенты. Экспертная группа может состоять как из инженерно-технических работников предприятия, так и из научных сотрудников нефтегазовой отрасли.

## 2.5 Вывод

Во второй главе изучены основные методы нормативной и отраслевой оценки надежности оборудования, влияние ТО на надежность оборудования в условиях эксплуатации, также проведен анализ чувствительности виброхарактеристик и предложена система мониторинга состояния оборудования, основанная на определении показателя «живучести».

Большинство существующих решений по контролю состояния агрегатов основано на сопоставлении эксплуатационных характеристик и технических показателей оборудования с их предельными значениями или известными значениями, при которых возникает отказ. В дополнение предлагается анализировать состояние оборудования на основе комплексного оценивания отклонений параметров от трендовых значений, что позволит как диагностировать большее количество неисправностей своевременно, так и прогнозировать его состояние после технических обслуживаний и возможность продолжения эксплуатации без проведения полномасштабного ТО.

В дальнейшем осуществим разработку структурной схемы блока анализа параметров оборудования и определим показатель «живучести» для насоса конкретной марки.

### 3 Разработка элементов системы определения и прогнозирования показателей эксплуатационной надежности технологического оборудования

#### 3.1 Структура блока анализа параметров оборудования

На рисунке 3.1 представлена структурная схема блока анализа параметров оборудования, предлагаемого для реализации.

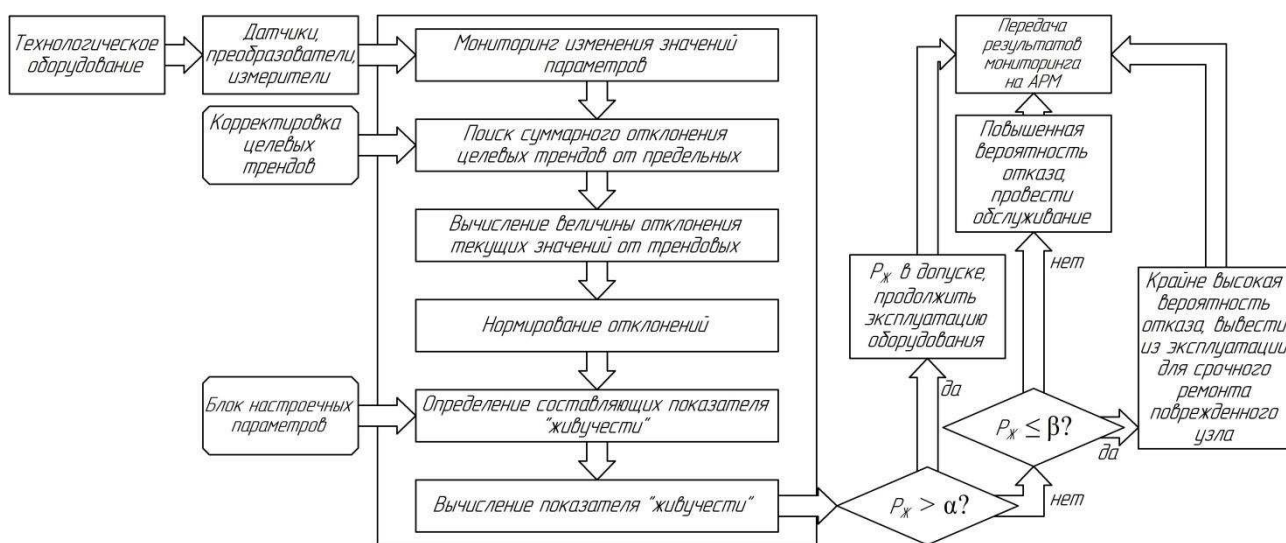


Рисунок 3.1 – Структурная схема блока анализа параметров оборудования

С технологического оборудования, подключенного к системе мониторинга, при помощи различных датчиков, измерителей и преобразователей собираются значения определенных параметров, которые затем поступают в блок анализа.

В блоке, в режиме реального времени строятся тренды изменения считанных параметров. После этого, определяются суммарные отклонения целевого тренда от предельных значений параметров. Требуется отметить, что первоначально целевые тренды для всех параметров задаются предприятием, эксплуатирующим оборудование, а затем корректируются по результатам плановых ТО.

Следующим этапом работы блока является определение величины отклонения реальных значений параметров от значений целевых трендов в соответствующие моменты времени. На этом этапе крайне важно учесть направление отсчета отклонений. Все получившиеся отклонения затем суммируются для вычисления накопленного максимального отклонения.

Для дальнейшего использования обработанных данных требуется нормировать полученные в предыдущем этапе суммарные отклонения. Нормирование отклонений осуществляется с помощью отношения суммарного отклонения реальных значений от целевых к суммарному отклонению целевого тренда от предельных значений.

Далее, блок анализа приступает к вычислению составляющих показателя живучести (см. раздел 2.4). При этом предприятием, эксплуатирующем оборудование, для каждого типового отказа задаются значения настроечных параметров (см. раздел 2.4).

Финальный этап работы блока – вычисление показателя «живучести». Для каждого момента времени определяется конкретное значение, которое затем сравнивается с двумя показателями,  $\alpha$  и  $\beta$  – граничные значения показателя «живучести». Показатель  $\alpha$  соответствует верхней границе «живучести» оборудования, при достижении которой возрастает вероятность того, что исследуемый отказ проявится до планового технического обслуживания. Нижняя граница «живучести» определяется показателем  $\beta$ . При достижении этого значения, а также его дальнейшим снижением, которое также можно оценить с помощью прогноза, вероятность преждевременного выхода оборудования из строя крайне высока и поэтому требуется вывести его из эксплуатации для срочного внепланового ремонта или обслуживания поврежденного узла.

Все результаты предыдущих этапов передаются на АРМ в виде таблиц и трендов. Также, на АРМ поступают рекомендации для обслуживающего оборудование персонала.

### 3.2 Выбор параметров и оборудования для исследования

Для определения состояния оборудования в текущий момент времени необходимо знать значения параметров, изменения которых могут способствовать развитию отказов. Диагностические параметры позволяют определить неисправное состояние путем фиксации отклонения значений этих параметров относительно установленных базовых значений во всем диапазоне измеряемых значений или фиксации изменений некоторых других диагностических характеристик.

В ГОСТ 30848-2003 (ИСО 13380-2002) «Диагностирование машин по рабочим характеристикам. Общие положения» [35] приводятся диагностические параметры машин основных типовых видов (приложение А).

Измеренные характеристики представляют как выборочными значениями, так и значениями, полученными усреднением по времени. Для некоторых диагностических характеристик выборочные значения могут быть недостаточно информативны для точного выявления неисправности, поэтому необходима их дополнительная обработка. В некоторых случаях для идентификации отклонений, которые вызывают неисправности, требуются спектральные методы или методы, основанные на измерении фазы.

Для проведения исследования будем использовать насос центробежный консольный К 80-50-200-Е, используемый для перекачки нефти и нефтепродуктов на нефтеперерабатывающих заводах. Технические характеристики исследуемого оборудования приведены в таблице 3.1 [36].

Таблица 3.1 – Технические характеристики насоса К 80-50-200-Е

Характеристика	Значение
Подача, м <sup>3</sup> /ч (л/с)	50 (13,9)
Напор, м	50
Давление на входе в насос, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	0,35 (3,5)



### Окончание таблицы 3.1

Максимальная потребляемая мощность насоса, кВт	15
Частота вращения, с-1, (об/мин)	48 (2900)
1 Производственное допустимое отклонение напора +7%, -5%	
2 Максимальная мощность насоса указана для максимальной подачи с учетом производственного допуска на напор +7%	

Согласно ГОСТ 30848-2003 [35] для насосного оборудования типовой является диагностическая матрица, представленная в приложении Б. По диагностической матрице определяются основные параметры, изменение которых служит маркером возникновения какой-либо из неисправностей, представленных в ней.

### **3.3 Определение показателя «живучести» технологического оборудования в условиях угрозы возникновения неисправности**

В рамках проводимого исследования рассмотрим одну из возможных неисправностей центробежного насоса – повреждение крыльчатки. Для идентификации этой неисправности используются следующие диагностические параметры: изменение линейных размеров, мощность, давление/напор, частота вращения, изменение вибрации оборудования, температура подшипников, время выбега насоса, наличие продуктов износа в смазке.

Выбираем несколько ключевых параметров, с помощью которых в дальнейшем будем прогнозировать вероятность возникновения неисправности до ближайшего технического обслуживания:

- вибрационные характеристики (в нашем случае, виброскорость);
- напор, создаваемый насосом;
- температура подшипника.

Для построения графиков изменения показателей во времени воспользуемся выборками данных, полученных из базы данных искусственно смоделированных временных рядов [37]. Эти данные могут быть использованы

и для построения графиков изменения показателей имеющегося оборудования, однако для чистоты исследования следует привести выборки к приближенным значениям параметров насоса, используя масштабные коэффициенты.

Выбор масштабных коэффициентов осуществлялся на основании предельных значений исследуемых параметров, содержащихся в паспорте оборудования [36] и частично указанных в таблице 3.1. Так, производственный напор насоса изменяется в интервале [50-5%; 50+7%]; максимальная температура подшипников не должна превышать температуру помещения более чем на 50°C, а также установленного предельного значения в 363 К (90°C); предельное значение виброскорости отдельных узлов оборудования не превышает 11,2 мм/с и не может превышать значение показателя, равное 7,1 мм/с больше, чем в течение 30 дней [36].

Выборки состоят из 60 показателей определенного параметра, фиксировавшихся каждые 12 часов. Выбор временного диапазона обусловлен регламентированным производителем рекомендуемым периодом проведения технического обслуживания [36], и составляет порядка 700-730 часов.

В результате построения диаграмм изменения параметров во времени, а также предельных и целевых линий тренда, были получены следующие графики (рис. 3.2, 3.3, 3.4).

Руководствуясь исследованиями [11, 12, 29] принимаем, что с течением времени любое отклонение от целевой линии тренда накапливает вероятность возникновения неисправности. Тогда, для всех исследуемых параметров находим суммарное максимальное отклонение от линии тренда. При этом, для напора более значимыми являются отклонения, лежащие ниже линии тренда, в то время как для температуры и виброскорости – выше тренда. Это обусловлено тем, что конструкционно падение значений вибрации и температуры подшипников в работающем оборудовании до нуля невозможно, в то время как падение напора способно достигать этого значения по причине неисправности/отказа.

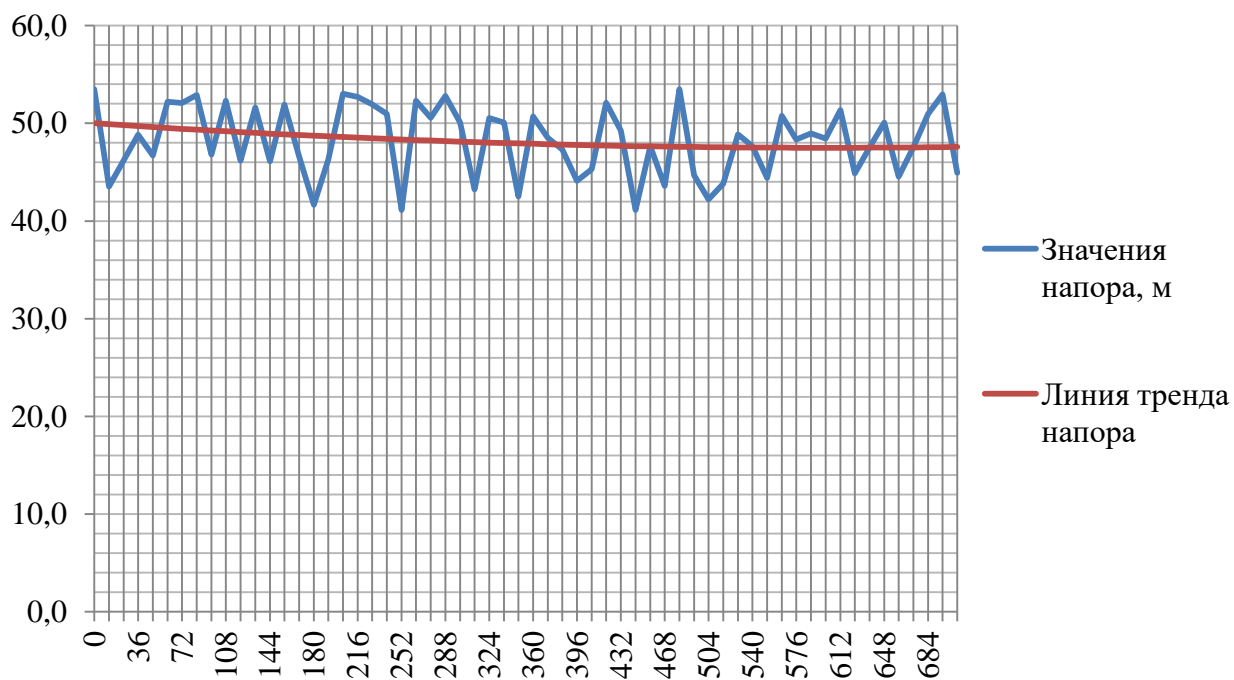


Рисунок 3.2 – Диаграмма изменения напора насоса К 80-50-200-Е

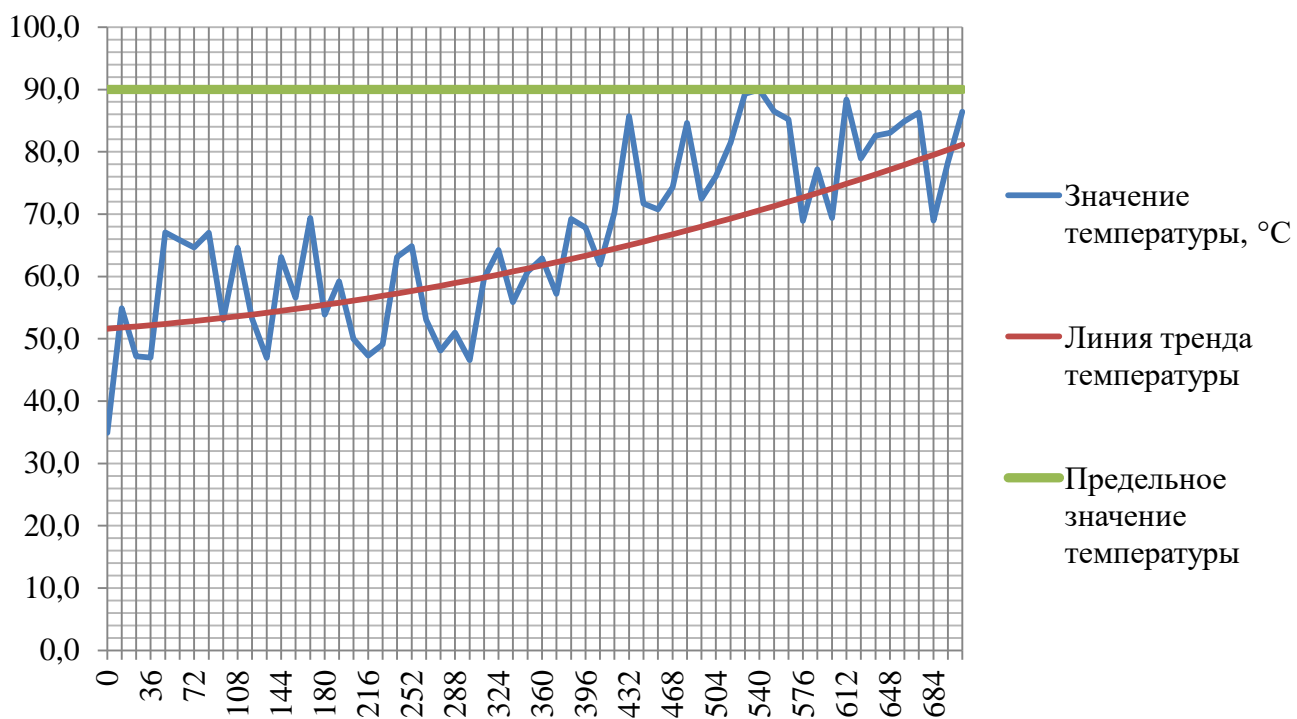


Рисунок 3.3 – Диаграмма изменения температуры подшипника насоса К 80-50-200-Е

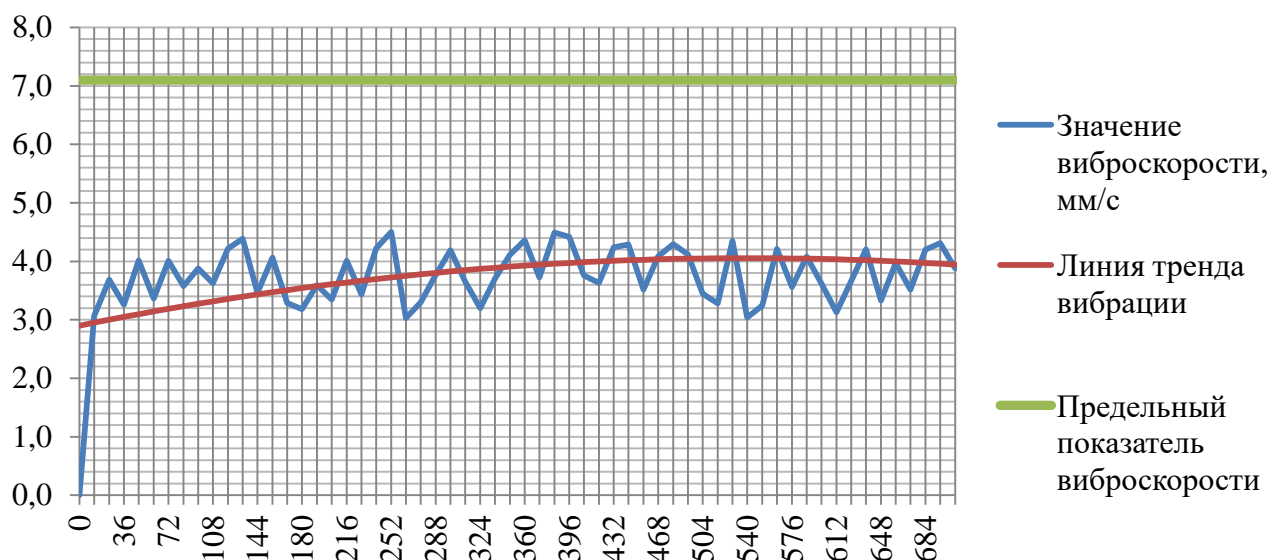


Рисунок 3.4 – Диаграмма изменения виброскорости исследуемого узла насоса К 80-50-200-Е

После вычисления суммарных максимальных отклонений определяем величину отклонения в каждый момент времени, суммируем эти отклонения, а затем производим нормирование каждого из показателей по следующей формуле:

$$w_i = \frac{\Delta q_i}{(\sum \Delta Q)_i}, \quad (3.1)$$

где  $w_i$  – нормированное отклонение;

$\Delta q_i$  – величина отклонения в момент времени  $t$ ;

$(\sum \Delta Q)_i$  – значение суммарного максимального отклонения от тренда в момент времени  $t$ .

Вычисляем первое и второе слагаемые уравнения (2.11), учитывая значения настроечных коэффициентов  $k$ ,  $m$  и  $\lambda$ . После этого, определяем показатель «живучести» оборудования для изначально предложенного типа отказа.

Изменение показателя «живучести» во времени показано на рисунке 3.5.

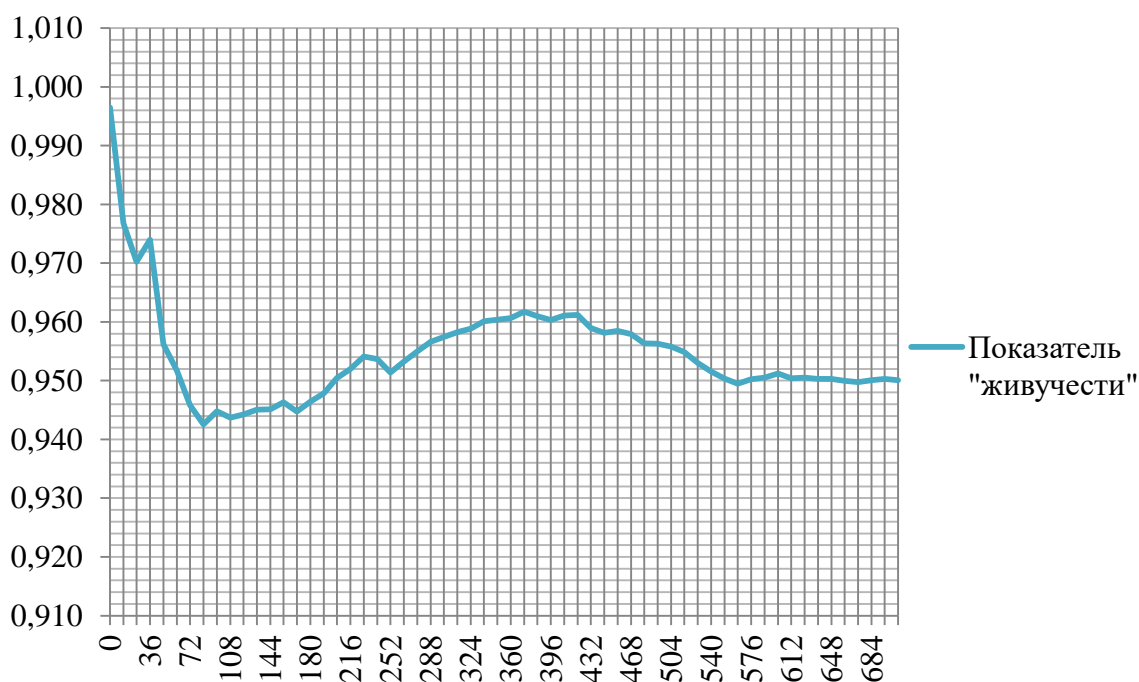


Рисунок 3.5 – Диаграмма изменения показателя «живучести» центробежного насоса для одного из типов отказов

В периоде от 0 до 84 часов показатель «живучести» сокращался, что может свидетельствовать об этапе приработки оборудования. Любые отклонения диагностических параметров в течение этого времени показывают, что оборудование выходит на режим нормальной эксплуатации, а его параметры лишь приближаются к линиям трендов.

Затем показатель вновь начинает возрастать и принимать значения, незначительно отклоняющиеся от среднего значения, приблизительно равного 0,950. Данный уровень  $P_{ж}$  сохраняется на протяжении оставшегося до технического обслуживания времени эксплуатации насоса.

На основании однократно проведенного исследования невозможно точно судить о граничных значениях показателя «живучести», при которых потребуются либо обеспечить минимальное техническое обслуживание до планового ТО, либо вывести оборудование из эксплуатации для проведения срочного ремонта, восстановления поврежденного узла и приведения диагностических параметров к трендовым значениям. Поэтому, предлагается провести не менее трех дополнительных исследований, используя те же

диагностические параметры, но изменяя выборки данных. При этом целевые тренды показателей напора, температуры подшипников и виброскорости узла остаются прежними, так как будем предполагать, что каждое из исследований проводилось на одном и том же виде оборудования.

Исследование №1. В таблице 3.2 представлены диагностические параметры и соответствующие им виды трендов.

Таблица 3.2 – Параметры первого дополнительного исследования

Диагностический параметр	Вид тренда
Напор	нормальный
Температура подшипника	возрастающий
Виброскорость узла	нормальный

На рисунке 3.6 представлена диаграмма изменения показателя «живучести» для первого дополнительного исследования

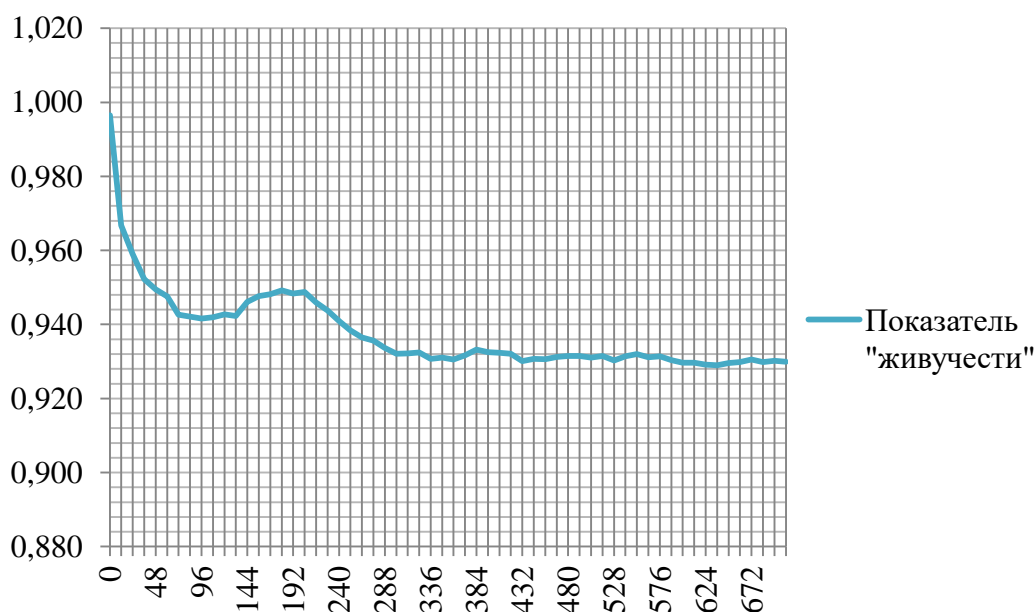


Рисунок 3.6 – Диаграмма изменения показателя «живучести» для первого дополнительного исследования

Из диаграммы видно, что показатель «живучести», по сравнению с первым исследованием, значительно раньше выходит на стабильный уровень и изменяется в диапазоне [0,930; 0,932] вплоть до времени планового ТО.

Исследование №2. В таблице 3.3 представлены диагностические параметры и соответствующие им виды трендов.

Таблица 3.3 – Параметры второго дополнительного исследования

Диагностический параметр	Вид тренда
Напор	нормальный
Температура подшипника	возрастающий
Виброскорость узла	нормальный

На рисунке 3.7 представлена диаграмма изменения показателя «живучести» для второго дополнительного исследования

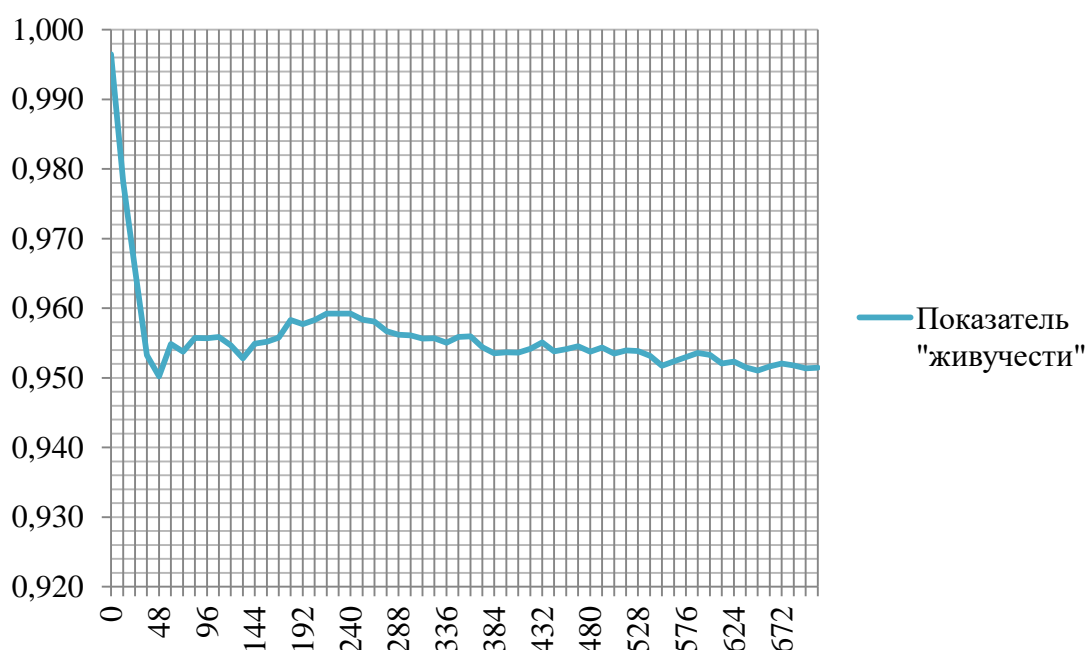


Рисунок 3.7 – Диаграмма изменения показателя «живучести» для второго дополнительного исследования

В этом исследовании, в отличие от двух первых, значительно сокращается этап приработки оборудования, при котором показатель «живучести» снижается. Затем, после выхода оборудования на этап нормальной эксплуатации, диагностические параметры приближаются к целевым трендам,  $P_{ж}$  сначала возрастает, а затем снижается до наступления момента ТО.

Исследование №3. В таблице 3.4 представлены диагностические параметры и соответствующие им виды трендов.

Таблица 3.4 – Параметры третьего дополнительного исследования

Диагностический параметр	Вид тренда
Напор	нормальный
Температура подшипника	возрастающий
Виброскорость узла	нормальный

На рисунке 3.8 представлена диаграмма изменения показателя «живучести» для третьего дополнительного исследования

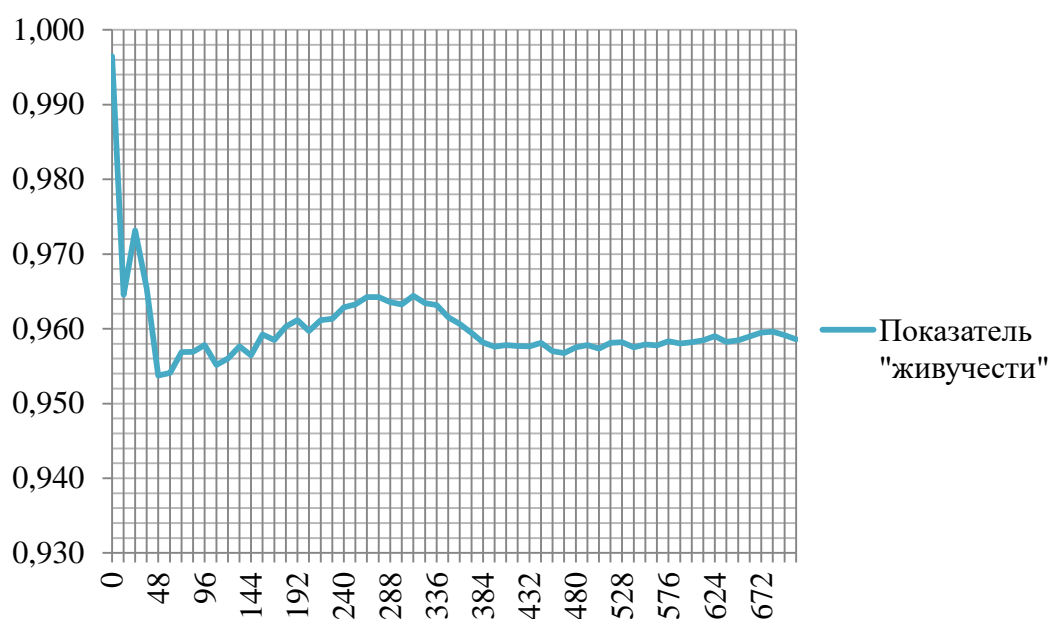


Рисунок 3.8 – Диаграмма изменения показателя «живучести» для третьего дополнительного исследования

Как можно заметить, в третьем дополнительном исследовании первоначальное изменение  $P_{ж}$  схоже с представленным на рисунке 3.5.

Зная, что в момент времени  $T$  происходит плановое техническое обслуживание, определим относительное изменение показателя «живучести» в момент времени  $T$  от его значения в момент времени  $t_0$

$$\Delta_{в} = \frac{P_{ж}(T)}{P_{ж}(t_0)}. \quad (3.2)$$



Выполняем вычисления для всех проведенных исследований и результаты заносим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Определение относительного изменения параметра «живучести»

Номер исследования	$\Delta$ , %	$\Delta_{\text{ср}}$ , %
1	95,35	95,08
2	93,32	
3	95,48	
4	96,20	

На основании результатов вычислений, можно сделать вывод о значении верхней границы показателя «живучести»: при снижении  $P_{\text{ж}}$  ниже 95% от максимального значения необходимо провести минимальное техническое обслуживание оборудования (осмотр, проверка утечек, появления шума и других характерных маркеров неисправности).

Для определения нижней границы  $P_{\text{ж}}$ , при достижении которой необходим срочный внеплановый ремонт, необходимо воспользоваться прогнозированием получившихся временных рядов.

Для прогнозирования показателя «живучести» воспользуемся программным пакетом *STATISTICA*.

В условиях работы блока анализа предпочтительными будут краткосрочное или среднесрочное прогнозирование [38]. Наиболее подходящие для этого методы прогнозирования – экспоненциальное сглаживание и авторегрессия проинтегрированного скользящего среднего (АРПСС, или *ARIMA*).

Выполним прогнозирование  $P_{\text{ж}}$  с помощью экспоненциального сглаживания.

Для построения прогноза выбираем изменение показателя «живучести», полученное по результатам первого дополнительного исследования, так как на диаграмме (рис. 3б) прослеживается снижение  $P_{\text{ж}}$  с течением времени.

В программе *STATISTICA* обращаемся к модулю Временные ряды и прогнозирование (*Time Series/Forecasting*). Следующим этапом назначаем исследуемую переменную (*Variables*) – показатель «живучести» из первоначального исследования.

Вид экрана представлен на рисунке 3.9.

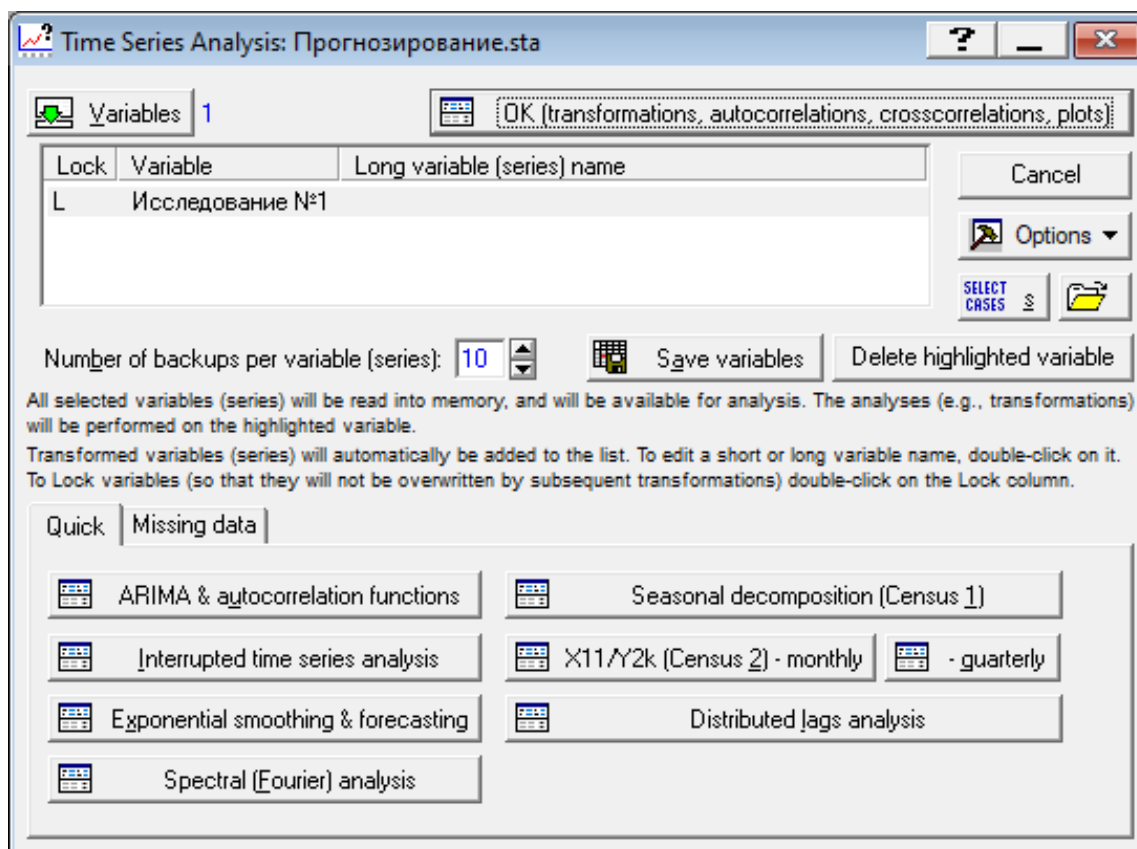


Рисунок 3.9 – Меню анализа временных рядов

Далее, необходимо выбрать пункт Экспоненциальное сглаживание и прогноз (*Exponential smoothing & forecasting*).

В этом пункте для выбора предлагается 12 различных вариантов моделей экспоненциального сглаживания. Для рассматриваемого случая подходящей будет экспоненциальная модель.

Вид экрана с выбором модели представлен на рисунке 3.10.

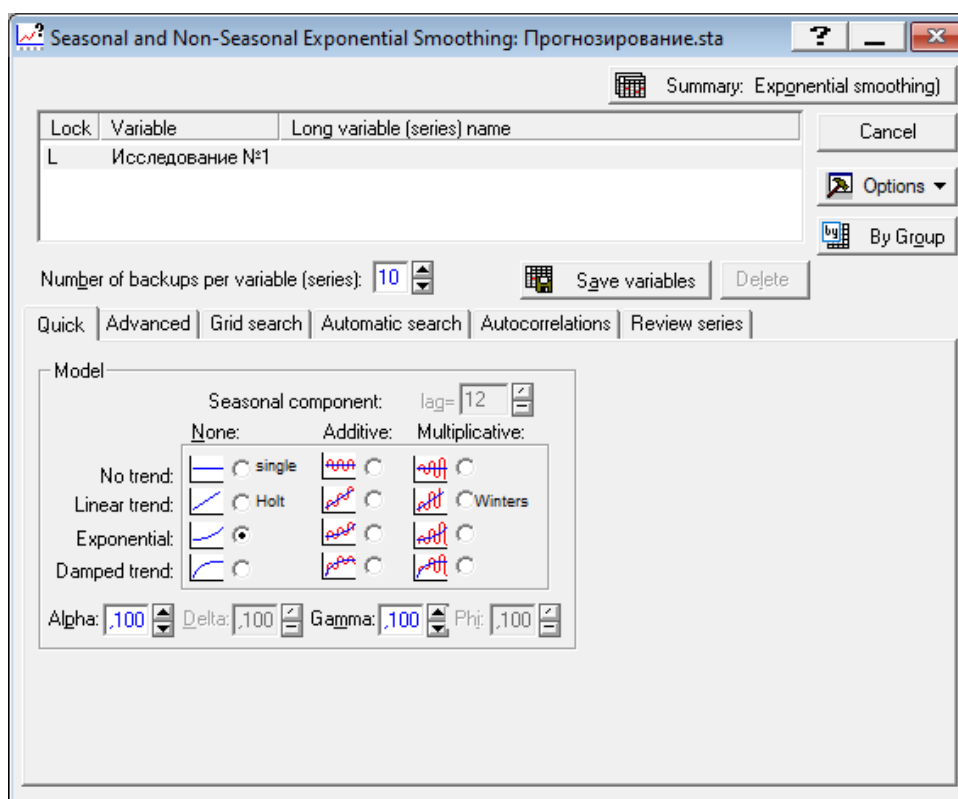


Рисунок 3.10 – Меню выбора модели экспоненциального сглаживания

Чтобы выполнить экспоненциальное сглаживание для выбранной модели требуется определить два параметра сглаживания –  $\alpha$  и  $\gamma$ .

Для параметра сглаживания  $\alpha$ , отвечающего за сглаживание непосредственно значений наблюдений, справедливо следующее: если  $\alpha$  равно 1, то предыдущие наблюдения полностью игнорируются; если  $\alpha$  равно 0, то игнорируются текущие наблюдения.

Для параметра сглаживания  $\gamma$ , который отвечает за сглаживание тренда: Если  $\gamma$  равно 0, то тренд постоянен для всех значений временного ряда (и для всех прогнозов); если  $\gamma$  равно 1, то тренд определяется по большей части ошибками наблюдений.

Поиск параметров осуществим с помощью вкладки Поиск на сетке (*Grid search*). Здесь задаются стартовые, шаговые и предельные значения для параметров  $\alpha$  и  $\gamma$ . Определяем эти значения, также выбираем пункт Отобразить 10 наименьших средних квадратов (*Display parameters for 10 smallest mean squares*) и нажимаем Выполнить поиск на сетке (*Perform grid search*).

Вид экрана представлен на рисунке 3.11.

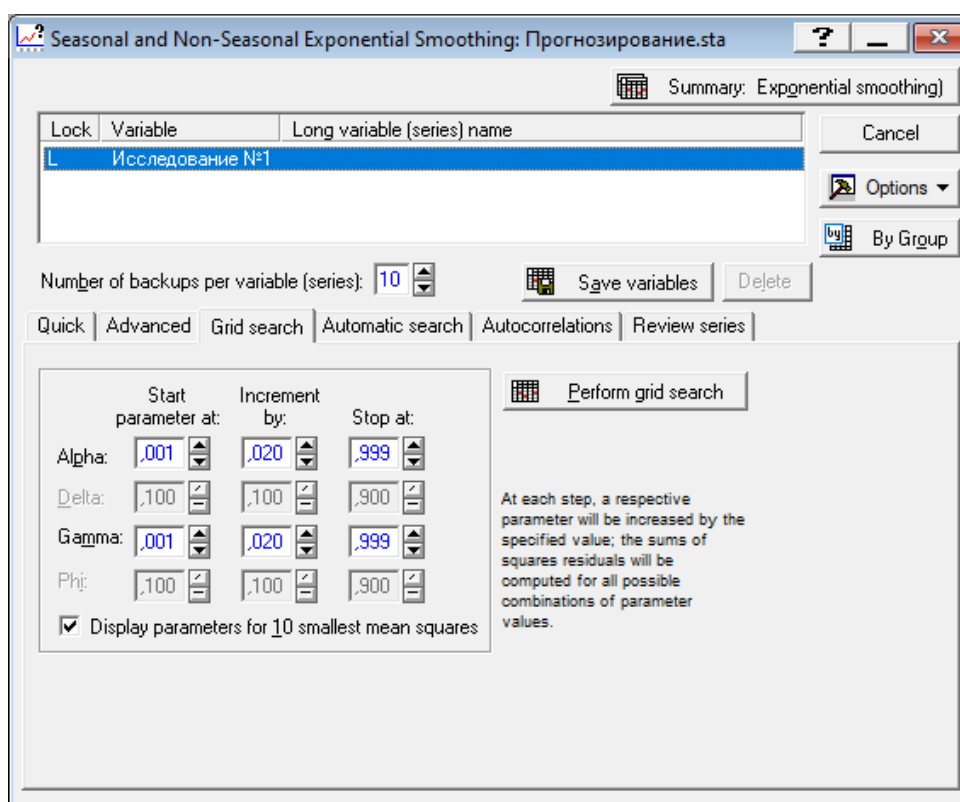


Рисунок 3.11 – Меню поиска на сетке

В открывшемся окне отображается таблица с 10-тью наилучшими моделями. Определяющим фактором для выбора модели является Средняя абсолютная ошибка (*Mean Abs Error*), показанная в крайнем столбце (рисунок 3.12).

Parameter grid search (Smallest abs. errors are highlighted) (Прогнозирование.sta)  
 Model: Expon. trend, no season ; S0=1,012 T0=,9702  
 Исследование №1

Model Number	Alpha	Gamma	Mean Error	Mean Abs Error	Sums of Squares	Mean Squares	Mean % Error	Mean Abs % Error
1850	0,721000	0,981000	0,000677	0,001771	0,000682	0,000011	0,070104	0,186003
1900	0,741000	0,981000	0,000659	0,001767	0,000683	0,000011	0,068220	0,185543
1800	0,701000	0,981000	0,000696	0,001778	0,000684	0,000011	0,072091	0,186834
1899	0,741000	0,961000	0,000673	0,001771	0,000686	0,000011	0,069642	0,185968
1849	0,721000	0,961000	0,000691	0,001776	0,000686	0,000011	0,071565	0,186524
1950	0,761000	0,981000	0,000642	0,001765	0,000687	0,000011	0,066429	0,185362
1750	0,681000	0,981000	0,000716	0,001790	0,000689	0,000011	0,074189	0,188112
1949	0,761000	0,961000	0,000655	0,001768	0,000689	0,000011	0,067815	0,185688
1799	0,701000	0,961000	0,000711	0,001785	0,000689	0,000011	0,073593	0,187501
1898	0,741000	0,941000	0,000687	0,001775	0,000690	0,000011	0,071126	0,186440

Рисунок 3.12 – Результат поиска на сетке

Модель с самым низким значением средней абсолютной ошибки (1950) имеет следующие параметры  $\alpha$  и  $\gamma$ :

$$\alpha = 0,761;$$

$$\gamma = 0,981.$$

Перемещаемся на вкладку Дополнительно (*Advanced*) в меню выбора модели экспоненциального сглаживания. Вводим полученные значения параметров сглаживания, а также выбираем количество прогнозируемых периодов (*Forecast cases*). Вид экрана показан на рисунке 3.13.

Выбираем 14 периодов для прогноза, что будет равняться 168 часам работы оборудования или одной неделе. Затем нажимаем кнопку *OK* (*Summary*) и получаем график, представленный на рисунке 3.14.

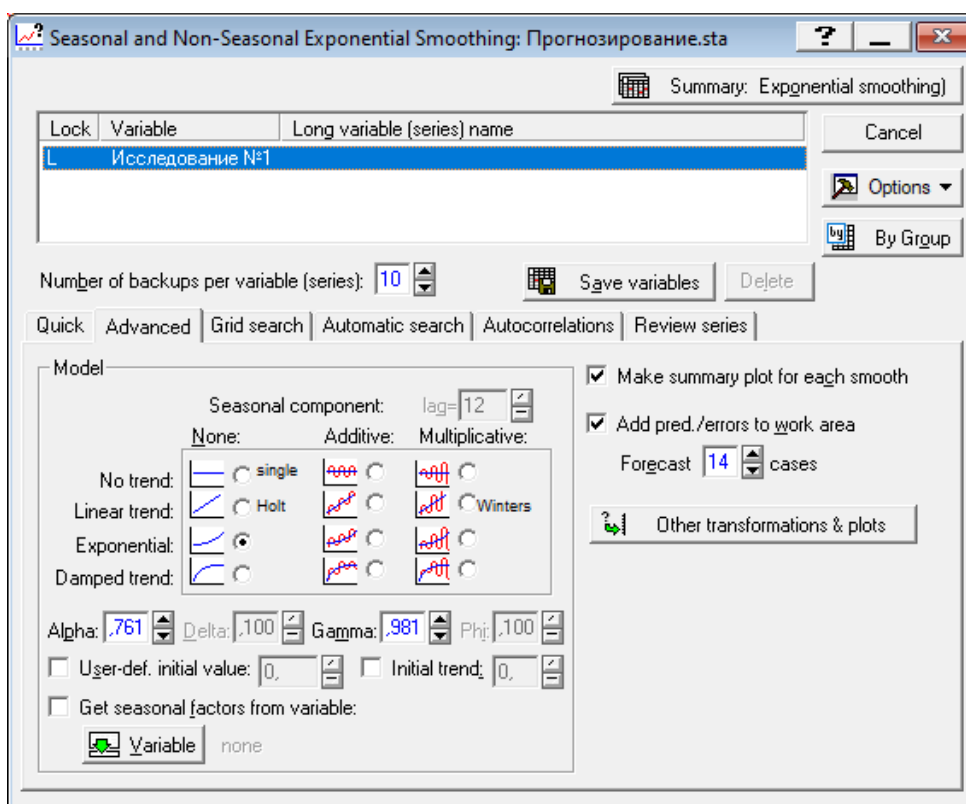


Рисунок 3.13 – Выбор параметров экспоненциального сглаживания

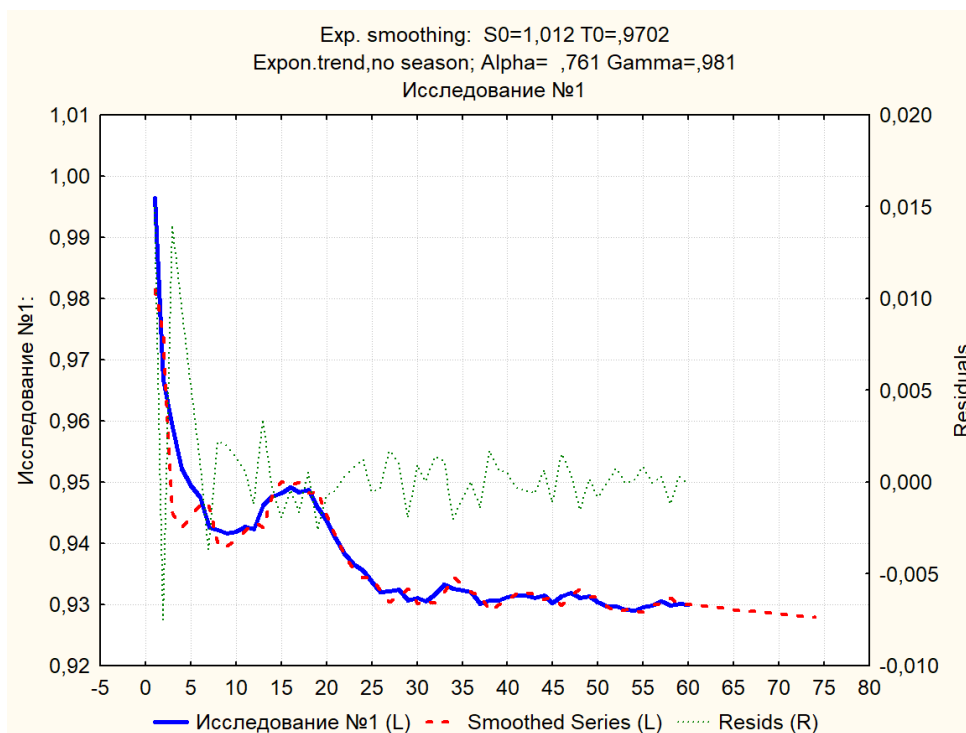


Рисунок 3.14 – Экспоненциальное сглаживание

Синим цветом на графике показаны реальные значения показателя «живучести», красной пунктирной линией – прогноз, который получается при использовании экспоненциального сглаживания.

Зеленая пунктирная линия – это остатки, соответствующие разнице между фактическими значениями и значениями, полученными с помощью сглаживания. Остатки на большем периоде работы оборудования не превышают  $\pm 0,0025$ .

Из графика следует, что при продолжении эксплуатации оборудования после наступления времени планового ТО без его проведения, показатель «живучести» продолжит снижаться и через 168 часов достигнет значения 0,927 (табл. 3.6).

Таблица 3.6 – Результаты прогнозирования с помощью экспоненциального сглаживания

Период	Время работы, ч	Значение показателя «живучести»
61	720	0,929828
62	732	0,929680
63	744	0,929532

### Окончание таблицы 3.6

64	756	0,929384
65	768	0,929236
66	780	0,929089
67	792	0,928941
68	804	0,928793
69	816	0,928645
70	828	0,928498
71	840	0,928350
72	852	0,928202
73	864	0,928055
74	876	0,927907

Для сравнения результатов выполним прогнозирование с помощью метода АРПСС (*ARIMA*).

В программе *STATISTICA* обращаемся к модулю Временные ряды и прогнозирование (*Time Series/Forecasting*). Следующим этапом выбираем исследуемую переменную (пункт *Variables*) – показатель «живучести» из первоначального исследования и для нее строим линейный график. Нажимаем кнопку *OK* и в открывшемся диалоговом окне во вкладке Графики (*Review & plot*) выбираем пункт График выделенной переменной (*Plot*).

Получившийся график показан на рисунке 3.15.

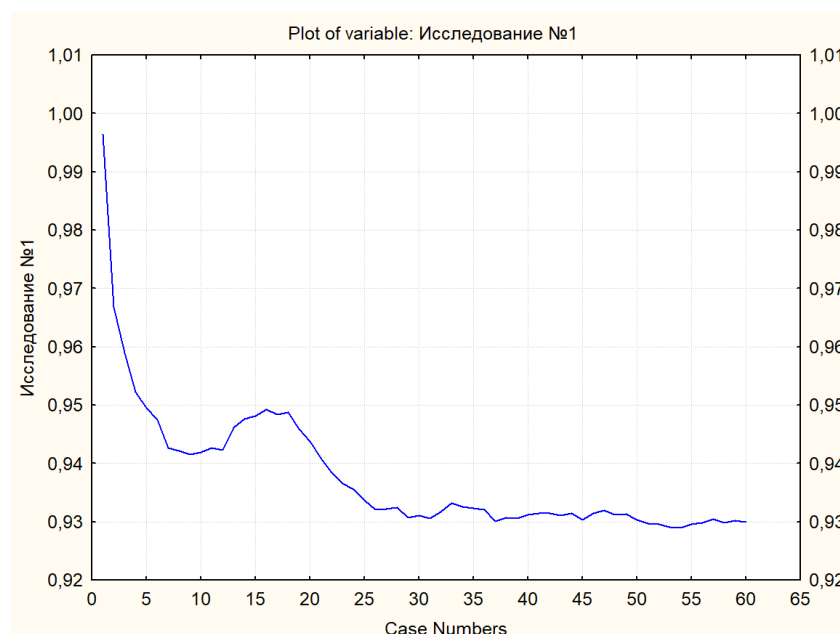


Рисунок 3.15 – Линейный график показателя «живучести»

Для дальнейшей проверки временного ряда необходимо провести автокорреляционный анализ.

В предыдущем диалоговом окне выбираем вкладку Автокорреляции (*Autocorr*). Устанавливаем число лагов (*number of lags*) равным 14, что будет соответствовать в нашем случае 14-ти периодам измерений или 168 часам работы оборудования (одна неделя). Затем строим автокорреляционную функцию (*Autocorrelations*).

Полученная автокорреляционная функция отображена на рисунке 3.16.

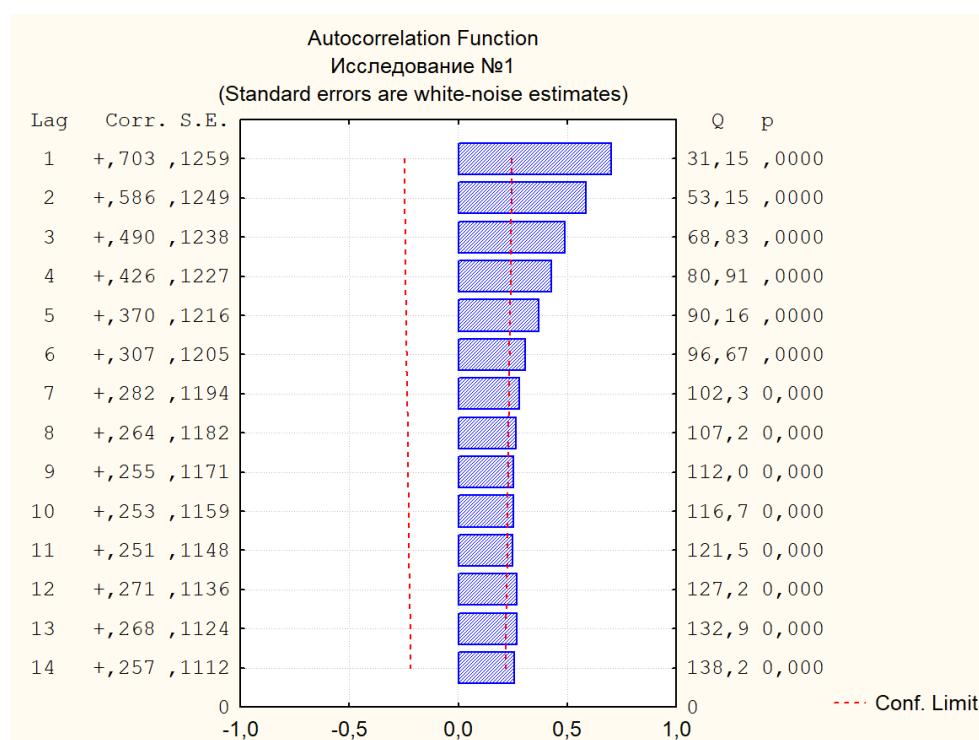


Рисунок 3.16 – Автокорреляционная функция

Согласно результатам автокорреляционной функции, первый лаг (период измерения) имеет высокую значимость и значительно превышает границы доверительного интервала.

Удалим значимое значение автокорреляции с помощью взятия разности порядка 1. Возвращаемся к диалоговому окну анализа и во вкладке Разность, сумма (*Difference, Integrate*), в пункте Разность (*Difference*) присваиваем значение лагов, равное 1. После этого нажимаем *OK* и получаем преобразованный временной ряд, показанный на рисунке 3.17.



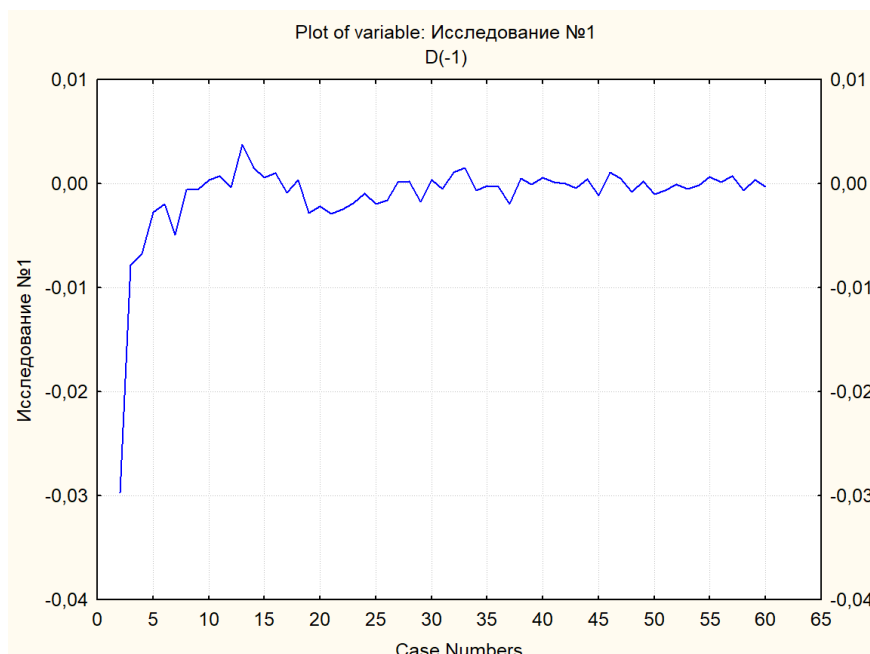


Рисунок 3.17 – График преобразованного временного ряда

Для того чтобы проверить, удалось ли изменить значение автокорреляции на первом лаге, необходимо построить автокорреляционную функцию для преобразованного ряда (рисунок 3.18).

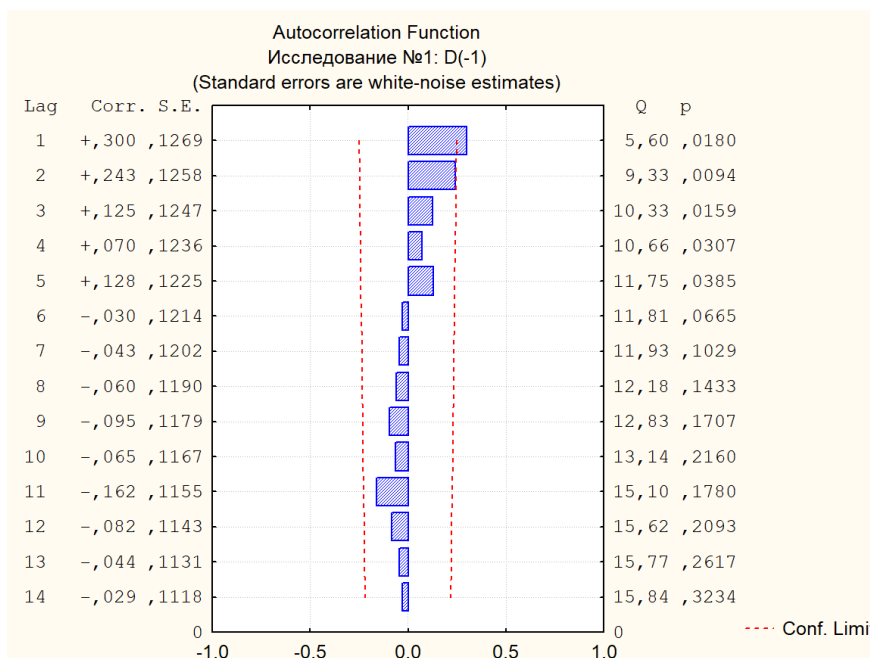


Рисунок 3.18 – Автокорреляционная функция преобразованного временного ряда

Взятие разности с лагом 1 привело к уменьшению автокорреляционной функции на соответствующем лаге. Также, исходя из полученного графика, подтверждаем отсутствие какой-либо периодичности (сезонности).

Для подборки параметров АРПСС модели, необходимо построить две функции – автокорреляционную и функцию частной автокорреляции для преобразованного ряда.

Чтобы построить функцию частной автокорреляции, во вкладке Автокорреляции (*Autocorrs*) выбираем пункт Частые автокорреляции (*Partial Autocorrelations*).

На рисунке 3.19 представлена получившаяся функция частной автокорреляции.

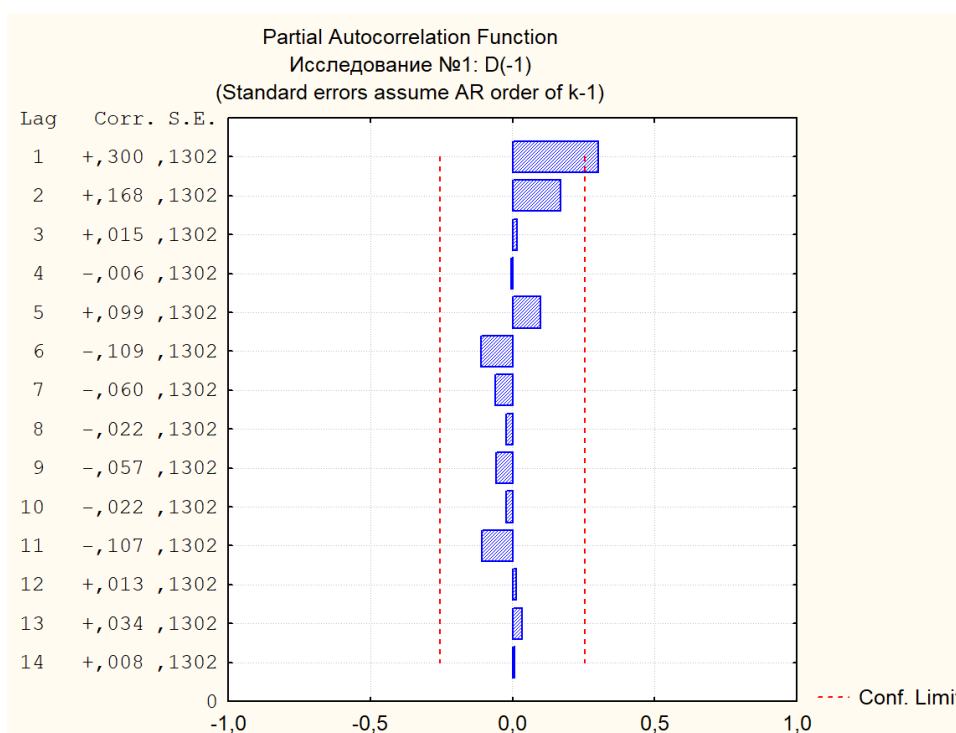


Рисунок 3.19 – Частная автокорреляционная функция преобразованного временного ряда

Для частной автокорреляции наблюдаем следующее: отсутствие значимых лагов, сезонность не наблюдается, график затухает экспоненциально.

Согласно правилам определения параметров АРПСС, делаем следующие выводы:

- если автокорреляционная функция экспоненциально убывает, а частная автокорреляционная функция имеет резко выделяющееся значение для лага 1, а также отсутствуют корреляции на других лагах, то показатель  $p$ , соответствующий авторегрессии (*Autoregression, AR*), равен 1;

- если автокорреляционная функция имеет резко выделяющееся значение на лаге 1, нет корреляций на других лагах, а частная автокорреляционная функция экспоненциально убывает, то показатель  $q$ , соответствующий скользящему среднему (*Moving Average, MA*), равен 1.

Возвращаемся к меню анализа временных рядов (рисунок 3.9). Чтобы оценить ошибку при прогнозировании, выделим часть данных из выборки для кросс-проверки. Для этого потребуется исключить определенный диапазон данных из временного ряда. В пункте Условия устанавливаем диапазон наблюдений с 1 по 46. Тогда 47-60 наблюдения останутся для кросс-проверки.

В меню анализа временных рядов выбираем пункт АРПСС и автокорреляция (*ARIMA & autocorrelation functions*). В открывшемся диалоговом окне устанавливаем параметры, которые ранее были определены. Вид экрана с установленными параметрами показан на рисунке 3.20.

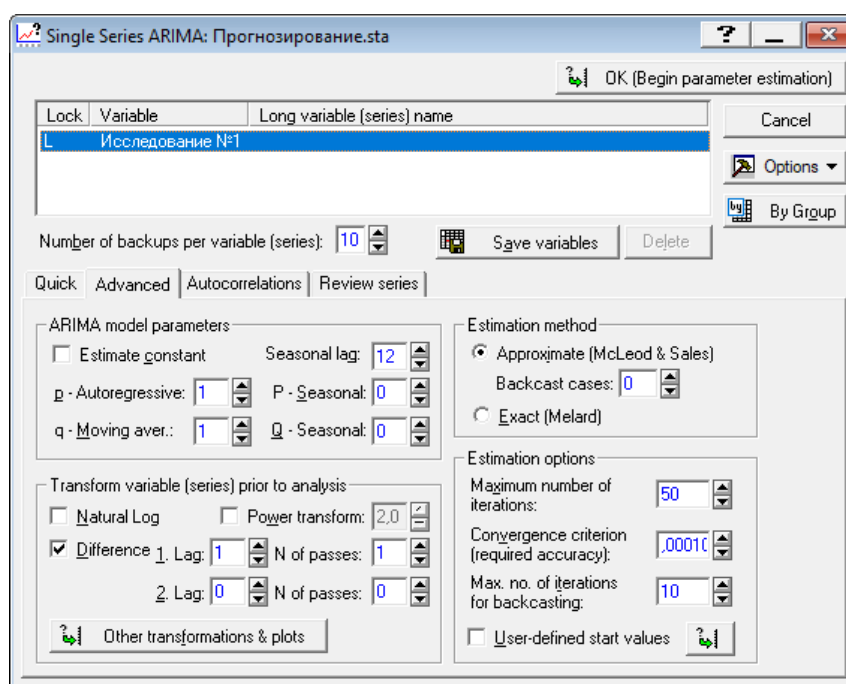


Рисунок 3.20 – Меню ARIMA

Нажимаем кнопку ОК. В меню ARIMA-модели выбираем вкладку Дополнительно (*Advanced*). Для получения численных значений спрогнозированных данных, а также графика прогноза установим (рисунок 3.21):

- число наблюдений (*number of cases*) – 14;
- начать с наблюдения (*start at case*) – 47;
- доверительный интервал – 0,65.

Доверительный интервал уменьшаем с 90% до 65% с целью сужения диапазона прогнозирования, что позволит получать более точные прогнозные значения.

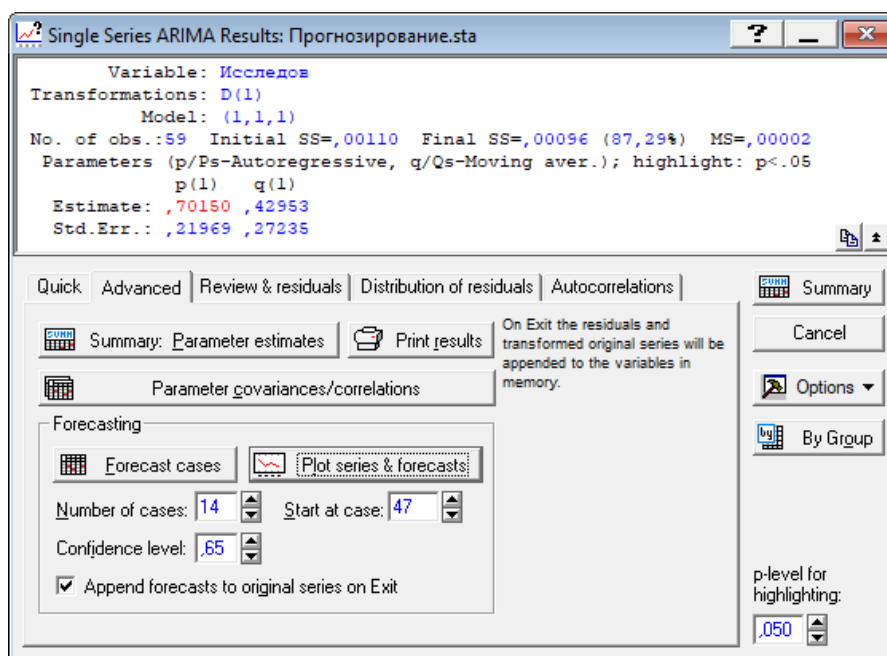


Рисунок 3.21 – Получение значений прогноза

Затем выбираем пункты Прогноз (*Forecast*) и График ряда и прогнозов (*Plot series & forecasts*). Ниже показаны полученные численные результаты прогноза (рисунок 3.22) и их графическое представление (рисунок 3.23).

Forecasts; Model:(1,1,1) Seasonal lag: 12 (Прогнозирование.sta)						
Input: Исследование №1						
Start of origin: 1 End of origin: 46						
Include cases: 1:46						
CaseNo.	Forecast	Lower 65,0000%	Upper 65,0000%	Std.Err.	Observed	Residual
47	0,931599	0,927155	0,936043	0,004716	0,931968	0,000369
48	0,931727	0,924536	0,938917	0,007631	0,931158	-0,000569
49	0,931816	0,922122	0,941510	0,010287	0,931392	-0,000424
50	0,931879	0,919865	0,943892	0,012748	0,930350	-0,001529
51	0,931922	0,917753	0,946091	0,015036	0,929701	-0,002221
52	0,931953	0,915777	0,948130	0,017167	0,929651	-0,002303
53	0,931975	0,913923	0,950027	0,019156	0,929154	-0,002821
54	0,931990	0,912182	0,951798	0,021021	0,928991	-0,002999
55	0,932001	0,910541	0,953461	0,022773	0,929624	-0,002377
56	0,932008	0,908989	0,955027	0,024428	0,929804	-0,002204
57	0,932013	0,907518	0,956509	0,025995	0,930519	-0,001495
58	0,932017	0,906118	0,957917	0,027485	0,929867	-0,002150
59	0,932020	0,904781	0,959259	0,028906	0,930203	-0,001817
60	0,932022	0,903501	0,960542	0,030266	0,929939	-0,002082

Рисунок 3.22 – Значения спрогнозированного ряда с помощью *ARIMA*

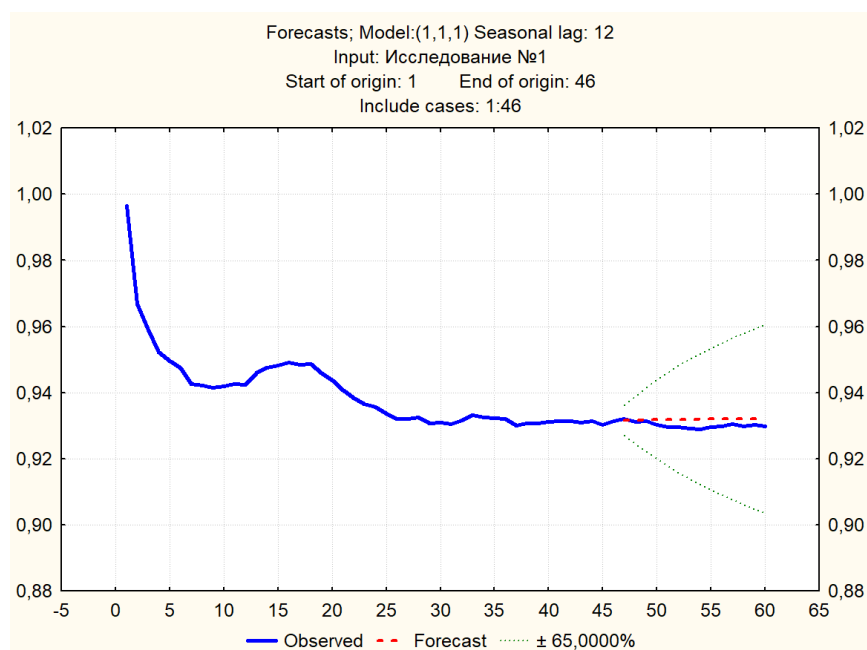


Рисунок 3.23 – График показателя «живучести» с проверкой модели *ARIMA*

Выполним кросс-проверку для определения величины абсолютной ошибки прогнозированных значений временного ряда. Результаты кросс-проверки представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результат кросс-проверки прогнозированного ряда

№ п/п	Наблюдаемый ряд	Спрогнозированный ряд	Величина абсолютной ошибки
47	0,9311	0,931599	0,00047
48	0,9313	0,931727	0,00035
49	0,9303	0,931816	0,0015
50	0,9297	0,931879	0,0023
51	0,9296	0,931922	0,0024
52	0,9291	0,931953	0,0030
53	0,9289	0,931975	0,0032
54	0,9296	0,931990	0,0025
55	0,9298	0,932001	0,0023
56	0,9305	0,932008	0,0016
57	0,9298	0,932013	0,0023
58	0,9302	0,932017	0,0019
59	0,9299	0,932020	0,0022
60	0,9311	0,931599	0,00047

Величина ошибки крайне мала, что позволяет сделать вывод о том, что данный метод прогноза также подойдет для использования в блоке анализа параметров.

Определим прогноз показателя «живучести» на 14 период вперед, как в случае с экспоненциальным сглаживанием. График наблюдаемого ряда и его прогноза показан на рисунке 3.24. Спрогнозированные значения показателя содержатся в таблице 3.8.

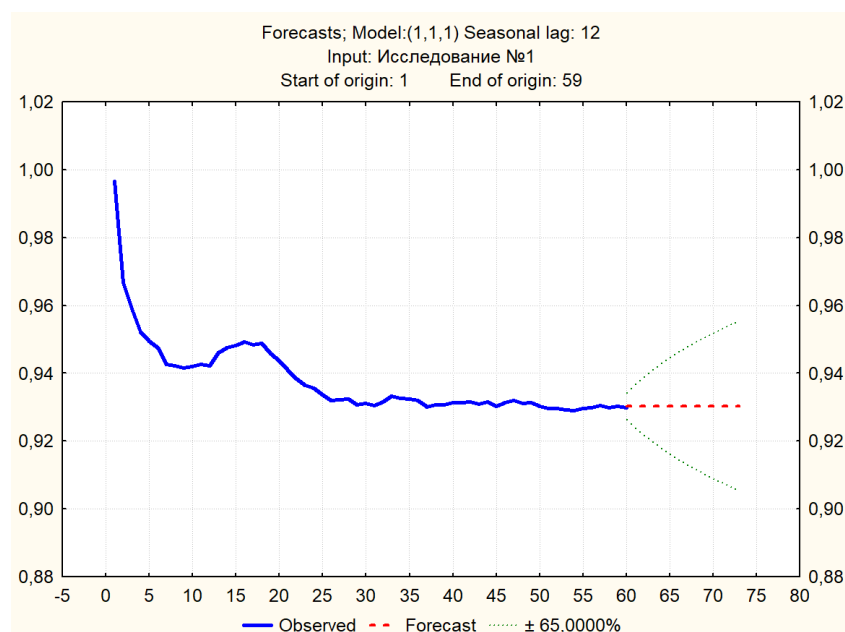


Рисунок 3.24 – График показателя «живучести» и его прогнозирование с помощью ARIMA

Таблица 3.8 – Результат прогнозирования с помощью *ARIMA*

Период	Время работы, ч	Значение показателя «живучести»
61	720	0,930262
62	732	0,930303
63	744	0,930332
64	756	0,930352
65	768	0,930366
66	780	0,930376
67	792	0,930383
68	804	0,930388
69	816	0,930392
70	828	0,930394
71	840	0,930396
72	852	0,930397
73	864	0,930398
74	876	0,930399

Для определения нижней границы показателя «живучести» предпочтительнее выбрать прогнозируемые значения, лежащие ближе к нижней части доверительного интервала, так как наиболее вероятный исход для любого оборудования при приближении к времени ТО или его прохождении – это снижение показателя «живучести». Диагностические параметры в этот период приобретают значительные отклонения от целевых трендов.

В получившихся двумя различными способами прогнозах не наблюдается тренда к повышению  $P_{ж}$ , можно утверждать, что для этого оборудования повышается риск возникновения исследуемой неисправности. Соответственно, нижней границей  $P_{ж}$ , при достижении которой необходим вывод оборудования из эксплуатации для ремонта, является величина, равная

$$\Delta_n = \frac{P_{ж}(T + \tau)}{P_{ж}(t_0)}, \quad (3.3)$$

где  $\tau$  – время, при котором в прогнозе показателя «живучести» сохраняется убывающий тренд.

Наблюдаемый период времени устанавливается предприятием, эксплуатирующим оборудование, следственно допустимый предел показателя «живучести» может изменяться.

Рассмотрим прогнозирование с помощью экспоненциального сглаживания. По его результатам,  $\tau = 14 \cdot 12 = 168$  ч,  $P_{\text{ж}}(708+168) = 0,927$ . Тогда нижняя граница  $P_{\text{ж}}$  составляет

$$\Delta_{\text{н}} = \frac{0,927}{0,996} = 0,9307 \approx 93\%.$$

Возвращаясь к структурной схеме блока анализа параметров (см. раздел 3.1), где вводились параметры  $\alpha$  и  $\beta$ , установим их значения

$$\alpha = 0,95 \cdot P_{\text{ж}_{\text{max}}},$$

$$\beta = 0,93 \cdot P_{\text{ж}_{\text{max}}}.$$

По результатам выполненного анализа и прогнозирования временных рядов с характеристиками насосного оборудования получена модель-программа для выполнения в блоке анализа параметров системы мониторинга.

По имеющимся данным можно сказать, что показатели «живучести» в каждом исследовании находятся в допустимом диапазоне значений. А это, в свою очередь, означает, что насосный агрегат можно продолжать эксплуатировать в прежнем режиме, не опасаясь внезапного появления одной (или нескольких) из неисправностей, диагностируемых с помощью выбранных эксплуатационных параметров.

Полученная модель является адаптивной и инвариантной к различным типам оборудования, что позволяет применять ее не только в насосном, но и в других типах оборудования без существенных изменений принципа расчета.



Исключение составят изменения настроечных коэффициентов и периодическая корректировка целевых трендов характеристик в связи со старением оборудования.

### 3.4 Повышение робастности анализирующей программы

В выполненном исследовании значения временных рядов были предварительно подвергнуты фильтрации. В реальной же практике при эксплуатации системы мониторинга с предлагаемой программой может потребоваться дополнительная фильтрация исходных данных или же результирующих значений показателя «живучести». Связано это, в первую очередь, с тем, что на предприятиях зачастую интервалы между измерениями показателей оборудования значительно меньше интервалов, использованных для исследования. Поэтому, в целях снижения влияния так называемого «белого шума» на показания трендов и повышения робастности системы, предлагается использовать несколько методов фильтрации значений.

В качестве примера продемонстрируем несколько вариантов фильтрации данных, реализованных в программной среде *MathCAD* [39]. Для отображения результата фильтрации используем результат изначального исследования, представленный на рисунке 3.5.

Первый способ фильтрации – медианное сглаживание *medsmooth* ( $y, n$ ), где  $y$  — вектор значений сигнала,  $n$  — параметр, определяющий количество окон сглаживания, на которое будет разбит интервал при обработке данных ( $n$  может быть только нечетным целым числом, строго меньшим, чем количество элементов в выборке). Эта функция реализует популярный алгоритм «бегущих» медиан (*running medians*). Обязательным условием при ее применении является то, что эмпирические точки должны быть равномерно распределены на промежутке. Из всех встроенных функций сглаживания *MathCAD medsmooth* является наиболее надежной, однако и наименее универсальной функцией.

Результат применения функции *medsmooth* для изначального исследования показан на рисунке 3.25.

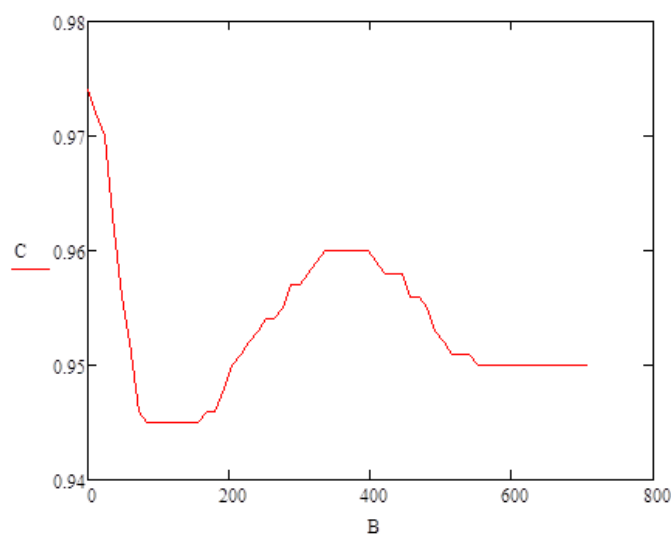


Рисунок 3.25 – Применение функции *medsmooth* для фильтрации временного ряда ( $n = 9$ )

Следующий способ фильтрации данных – ядерное сглаживание *ksmooth* ( $x, y, b$ ), где  $x$  и  $y$  — векторы данных,  $b$  — ширина окна сглаживания (этот параметр по величине должен равняться общей величине нескольких промежутков, разделяющих в данной выборке соседние точки). Данная встроенная функция реализует сглаживание на основании алгоритма Гаусса. Лучше всего функция *ksmooth* подходит для устранения шумов в стационарном сигнале.

Результат применения функции *ksmooth* для изначального исследования показан на рисунке 3.26.

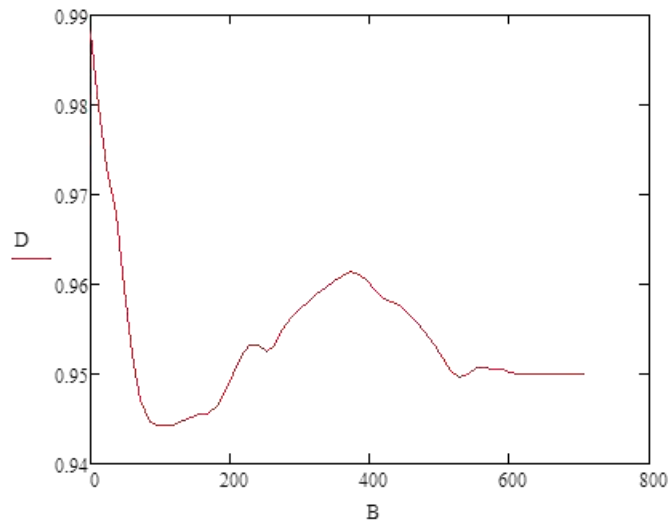


Рисунок 3.26 – Применение функции *ksmooth* для фильтрации временного ряда ( $b = 30$ )

В качестве еще одного примера приведем полиномиальное сглаживание *supsmooth* ( $x,y$ ), где  $x$  и  $y$  — векторы данных. Осуществляет сглаживание с помощью адаптивного алгоритма (в основе которого лежит метод наименьших квадратов), основанного на анализе взаимного расположения рассматриваемой точки и ближайших к ней (их количество зависит от особенностей поведения графика зависимости). Данная функция лучше всего подходит для сглаживания сложных нестационарных сигналов.

Результат применения функции *supsmooth* для изначального исследования показан на рисунке 3.27.

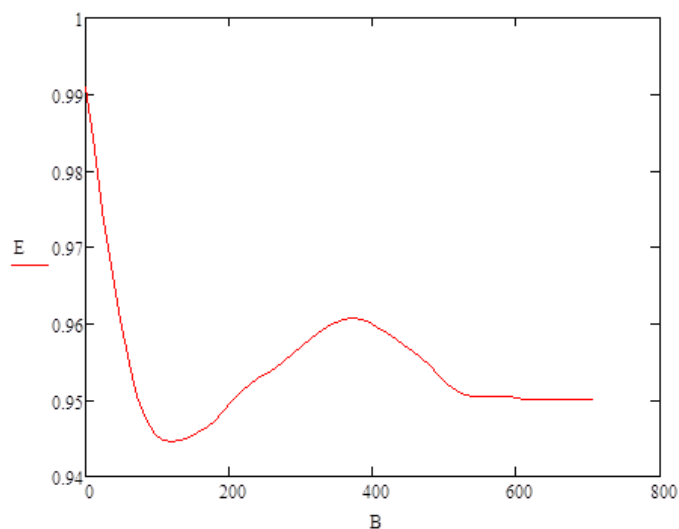


Рисунок 3.27 – Применение функции *supsmooth* для фильтрации временного ряда

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была рассмотрена одна из ключевых задач рациональной эксплуатации агрегатов нефтеперерабатывающих заводов – мониторинг состояния оборудования. Несвоевременный контроль над повышающимися эксплуатационными и функциональными показателями установок приводит к внезапным поломкам и авариям.

Литературно-информационный обзор показал, что нефтеперерабатывающие заводы являются сложной технической системой и возникновение даже малейших неисправностей в оборудовании НПЗ может привести к снижению надежности и безопасности технологических процессов или всего производства в целом. Поэтому в данной работе была поставлена цель – совершенствовать систему мониторинга и контроля состояния оборудования нефтеперерабатывающих заводов на основе комплексного анализа вибропоказателей и других характеристик. Для достижения этой цели были решены следующие задачи:

- изучены существующие методы оценки надежности оборудования;
- проанализировано влияние проведения технических обслуживаний на эксплуатационную надежность оборудования на протяжении его жизненного цикла;
- определена чувствительность вибропараметров, используемых в программе для блока анализа состояния оборудования;
- осуществлен выбор выходного параметра в блоке анализа состояния оборудования в виде показателя «живучести»;
- предложена структурная схема блока анализа состояния оборудования, определяющего показатель «живучести»;
- описан принцип функционирования блока и способ определения показателя «живучести», позволяющего оценивать и прогнозировать состояние агрегата между техническими обслуживаниями.

В техническом предложении, выносимом на защиту, предлагается использовать для контроля и прогнозирования состояния оборудования блок анализа, принцип работы которого основан на определении показателя «живучести» – безразмерной величины, отражающей способность оборудования сохранять работоспособность до наступления момента технического обслуживания, а также прогнозировать возможность эксплуатации агрегата без проведения ТО при сохранении на прежнем уровне трендов основных диагностических параметров. Использование комплексного анализа параметров, характеризующих состояние оборудования, позволит персоналу своевременно получать сигналы о возникновении неисправностей и устранять их, избегая повреждений технологического оборудования, нарушения технологического процесса и обеспечивая безопасность самого персонала. Данные меры, в случае внезапной поломки или аварии, дают возможность предотвратить несение экономических убытков предприятием.

В дальнейшем вышеописанный способ оценки состояния оборудования предлагается реализовать в виде компьютерной программы, инвариантной для выбранного типа агрегата и количества диагностируемых параметров.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Махутов, Н. А. Выбор параметров и принципы построения систем штатной и аварийной диагностики критически важных объектов и их защиты от комплексных угроз / Н. А. Махутов, В. П. Петров, Р. С. Ахметханов, Е. Ф. Дубинин, В. И. Куксова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2008. – №2. – С. 20–34.

2 Махутов, Н. А. Вопросы разработки параметров систем диагностики критически важных объектов и их защиты с учетом поражающих факторов / Н. А. Махутов, В. П. Петров, Р. С. Ахметханов, Е. Ф. Дубинин, В. И. Куксова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2009. – №2. – С. 85–105.

3 Махутов, Н. А. Некоторые вопросы развития систем упреждающей диагностики / Н. А. Махутов, В. П. Петров, Р. С. Ахметханов, Е. Ф. Дубинин, В. И. Куксова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2010. – №4. – С. 22–48.

4 Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научнотехнические аспекты. Безопасность и защищенность критически важных объектов. Часть 1. Научные основы безопасности и защищенности критически важных для национальной безопасности объектов. Н. А. Махутов, Р. С. Ахметханов, Е. Ф. Дубинин, В. И. Куксова, В. П. Петров, Д. О. Резников, О. Н. Юдина. – Москва : МГОФ «Знание», 2012. – 896 с.

5 Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научнотехнические аспекты. Безопасность и защищенность критически важных объектов. Часть 2. Обеспечение защищенности критически важных объектов от чрезвычайных ситуаций. Н. А. Махутов, Р. С. Ахметханов, Е. Ф. Дубинин, В. И. Куксова, В. П. Петров, Д. О. Резников, О. Н. Юдина. – Москва : МГОФ «Знание», 2012. – 588 с.

6 Биргер, И. А. Техническая диагностика / И. А. Биргер. – Москва : Машиностроение, 1978. – 240 с.

7 Загидуллин, С. Х. Основное технологическое оборудование нефтеперерабатывающих заводов : учебное пособие / С. Х. Загидуллин, И. Г. Ложкин, А. В. Беляев ; С. Х. Загидуллин, И. Г. Ложкин, А. В. Беляев ; М-во образования и науки Российской Федерации, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования "Пермский гос. технический ун-т". – Пермь : Изд-во Пермского гос. технического ун-та, 2011. – 93 с.

8 Роторные насосы в нефтепереработке [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://btm-trade.com.ua/stati-ru/oblast-primeneniya-nasosov-i-protchnykh-izmelchitelej/rotornye-nasosy-dlya-neftepererabotki> (дата обращения 18.03.2021 г.)

9 Насосы для нефти [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://nasos.ru/application/nasosy-dlya-nefti> (дата обращения 18.03.2021 г.)

10 Нефтяные насосы по средам [Электронный ресурс] – Режим доступа: [https://ence-pumps.ru/nasosy\\_dlya\\_nefti/#osnovnyye\\_detali\\_nasosa\\_dlya\\_nefteproduktov](https://ence-pumps.ru/nasosy_dlya_nefti/#osnovnyye_detali_nasosa_dlya_nefteproduktov) (дата обращения 18.03.2021 г.)

11 Бачериков, А.С. Диагностика в системе технического обслуживания объектов трубопроводного транспорта : учебное пособие для студентов нефтегазового профиля / А. С. Бачериков [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. – Санкт-Петербург : Недра, 2007. – 384 с.

12 Земенков, Ю. Д. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта : учебное пособие / Ю. Д. Земенков [и др.] ; под ред. Ю. Д. Земенкова ; ТюмГНГУ. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2010. – 456 с.

13 Земенков, Ю. Д. Эксплуатация механо-технологического оборудования : курс лекций / Ю. Д. Земенков [и др.] ; под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 257 с.

14 ГОСТ 23941-2002 Шум машин. Методы определения шумовых характеристик. Общие требования – Введ. 01.01.2003. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 8 с.

15 Система вибродиагностики динамического оборудования КОМПАКС® [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.dynamics.ru/products/compacs-m/> (дата обращения 17.05.2020 г.)

16 Костюков, В. Н. Новая высокоэффективная сберегающая технология эксплуатации комплексов оборудования Сызранского НПЗ на основе систем мониторинга состояния КОМПАКС® / В. Н. Костюков, А. В. Костюков, И. Ю. Востриков // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2007. – № 1. – С. 30-39.

17 ГОСТ Р 53564-2009 Контроль состояния и диагностика машин. Мониторинг состояния оборудования опасных производств. Требования к системам мониторинга. – Введ. 01.01.2011. – Москва : Стандартинформ, 2019. – 21 с.

18 SIPLUS CMS [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://new.siemens.com/ru/ru/produkty/avtomatizacia/specialnoe-primenenie/siplus-cms.html> (дата обращения 17.05.2020 г.)

19 Система вибромониторинга GE Bently Nevada 3500 [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://dmliefer.ru/ge-bently-nevada/3500> (дата обращения 17.05.2020 г.)

20 Карабутина, К. А. Совершенствование мероприятий по повышению надежности и безопасности работы нефтеперерабатывающих заводов / К. А. Карабутина // Актуальные проблемы строительства, ЖКХ и техносферной безопасности : Материалы V Всероссийской научно-технической конференции молодых исследователей (с международным участием), Волгоград, 23–28 апреля 2018 года / Под общей редакцией Н.Ю. Ермиловой. – Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2018. – С. 120-122.

21 РД 50-690-89 Руководящий документ по стандартизации. Методические указания. Надежность в технике. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. – Введ. 01.01.1991 – М. : Государственный комитет СССР по стандартам, 1991. – 132 с.



22 ГОСТ Р 27.001-2009 Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения. – Введ. 01.09.2010. – М. : Стандартинформ, 2010. – 11 с.

23 ГОСТ 27.301-95 Надежность в технике. Расчет надежности – Введ. 01.01.1997. – М. : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 13 с.

24 ГОСТ Р 27.003-2011 Надежность в технике. Управление надежностью. Руководство по заданию технических требований к надежности. – Введ. 14.12.2011. – М. : Стандартинформ, 2013. – 20 с.

25 Рыбалко, В. В. Математические модели контроля надежности объектов энергетики : монография / В. В. Рыбалко. – Санкт-Петербург : ГОУ ВПО СПбГУТРИ, 2010. – 150 с.

26 Слепченко, С. Д. Оценка надежности УЭЦН и их отдельных узлов по результатам промышленной эксплуатации : дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Слепченко Сергей Дмитриевич. – Москва, 2011. – 146 с.

27 Бухтояров, В. В. Системный мониторинг установок электроцентробежных насосов в режиме эксплуатации / В. В. Бухтояров, В. С. Тынченко, Н. А. Бухтоярова // Решетневские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 183-184.

28 Герасимова, М. Н. Оценка технического состояния центробежного насоса по комплексному показателю / М. Н. Герасимова, А. Ю. Логинов // Вестник ИрГСХА. – 2017. – № 81-1. – С. 96-102.

29 Труханов, В. М. Надежность изделий машиностроения. Теория и практика : учебник для студентов машиностроительных специальностей высших учебных заведений / В. М. Труханов. – М. : Машиностроение, 1996. – 336 с.

30 Обеспечение вибрационной надежности турбоагрегатов ТЭС и АЭС. Состояние и совершенствование нормативной базы / А. И. Куменко, А. В. Костюков, С. Н. Бойченко [и др.] // Надежность и безопасность энергетики. – 2016. – № 2(33). – С. 21-25.

31 Костюков, В. Н. Вибромониторинг насосных агрегатов нефтеперерабатывающих производств / В. Н. Костюков // Омский научный вестник. – 1999. – № 8. – С. 55-59.

32 Пат. 2687848 С1 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> G01M 7/02. Способ и система вибромониторинга промышленной безопасности динамического оборудования опасных производственных объектов : № 2018123639 : заявл. 28.06.2018 : опубл. 16.05.2019 / А. В. Костюков, А. В. Костюков, С. Н. Бойченко, В. В. Жильцов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью НПЦ "Динамика" – Научно-производственный центр "Диагностика", надежность машин и комплексная автоматизация".

33 Пат. 0219313 А1 United States of America, МПК<sup>7</sup> G01N 25/00, G01N 29/04. System and method for condition monitoring of machinery / Paul Keith Schafer ; заявитель и патентообладатель IMO INDUSTRIES, INC. (US). – № 14/123465 ; заявл. 01.06.2012 ; опубл. 07.08.2014. – 12 с.

34 Пат. 2241216 С2 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> G01M 15/02, G01M 15/00. Способ и мониторинговая система контроля состояния и аварийной защиты лопаточных аппаратов роторных двигателей : № 2002120666/06 : заявл. 29.07.2002 : опубл. 27.11.2004 / Ф. М. Дедученко, А. Г. Дылюк, И. Л. Коновалов, А. Н. Липко. – 10 с.

35 ГОСТ 30848-2003 (ИСО 13380-2002) Диагностирование машин по рабочим характеристикам. Общие положения – Введ. 01.01.2006. – Москва : Стандартинформ, 2005. – 29 с.

36 Насос центробежный консольный К 80-50-200-Е и агрегаты электронасосные на его основе : руководство по эксплуатации. – Ливны : АО «ГМС ЛИВГИДРОМАШ». – 42 с.

37 Synthetic Control Chart Time Series Data Set [Электронный ресурс] : база данных смоделированных временных рядов / R.J. Alcock, D.T. Pham, A.B. Chan // UCI Machine Learning Repository. – Режим доступа: <http://archive.ics.uci.edu/ml/daraset/Synthetic+Control+Chart+Time+Series> (дата обращения 03.05.2021 г.)

38 Мишулина, О. А. Статистический анализ и обработка временных рядов: учеб. / О. А. Мишулина. – М. : МИФИ, 2004. – 180 с.

39 Очков, В. Ф. Mathcad 12 для студентов и инженеров : учеб. пособие / В. Ф. Очков. – Санкт-Петербург : БХВ, 2004. – 743 с.

40 СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

### **Диагностические параметры машин типовых видов**

Диагностический параметр	Вид машин							
	Электрический мотор	Паровая турбина	Промышленная газовая турбина	Насос	Компрессор	Электродвигатель	Двигатель внутреннего сгорания	Вентилятор
Температура	+	+	+	+	+	+	+	+
Давление		+	+	+	+	+	+	+
Высота гидростатического напора				+				
Отношение давлений			+		+			
Подача воздуха					+		+	+
Расход топлива			+				+	
Расход рабочего тела		+		+	+			
Электрический ток	+					+		
Напряжение	+					+		
Сопротивление	+					+		
Входная мощность	+			+	+	+		+
Выходная мощность	+	+	+			+	+	
Шум	+	+	+	+	+	+	+	+
Вибрация	+	+	+	+	+	+	+	+
Давление масла	+	+	+	+	+	+	+	+
Расход масла	+	+	+	+	+	+	+	+
Трибологические параметры масла	+	+	+	+	+	+	+	+
Крутящий момент	+	+	+		+	+	+	
Частота вращения	+	+	+	+	+	+	+	+
Линейные размеры		+	+		+		+	
Производительность		+	+	+	+		+	

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

### **Диагностическая матрица насосов**

Неисправность	Диагностический параметр									
	Утечка рабочей жидкости	Линейный размер	Мощность	Давление или вакуум	Частота вращения	Вибрация	Температура	Время выбега	Продукты износа в смазке	Утечка масла
Повреждение крыльчатки		+	+	+	+	+	+	+	+	
Повреждение сальника	+	+		+	+					
Эксцентриситет крыльчатки			+	+	+	+	+	+		
Повреждение подшипника		+	+		+	+	+	+	+	+
Износ подшипника						+	+	+	+	
Повреждение крепления						+				
Дисбаланс ротора						+				
Несоосность, нарушение центровки		+				+				

## **ПРИЛОЖЕНИЕ В**

### **Статьи по теме диссертационного исследования**



*1 Expert analysis of elements of the diagnostic system for compressor technological equipment*

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044110
<b>Disk brake contact analysis utilizing Ansys</b>	
I A Magomedov, A A Magomedov, V S Magomadov, U R Tahaev, S Kh Alikhadzhiev and L V Ibragimova	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044111
<b>Modeling heat transfer in a well network</b>	
A B Feodorov, V I Afanasov, A S Lunev, T S Spirin, E S Kurochkin and A J Zagorulko	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044112
<b>Mathematical model of adhesion junction of layers during coextrusion</b>	
A V Dyadichev, E A Dyadicheva, A V Kolesnikov, V V Dyadichev, S G Menyuk and S Ye Chornobay	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044113
<b>Expert analysis of elements of the diagnostic system for compressor technological equipment</b>	
V V Bukhtoyarov, D K Zyryanov, N A Bukhtoyarova, V S Tynchenko, V V Kukartsev and K A Bashmur	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044114
<b>Technological features of aircraft engine repair in digital production</b>	
M A Bolotov, I A Grachev, E V Kudashov, V A Pechenin and N D Pronichev	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

---

<b>OPEN ACCESS</b>	044115
<b>Analysis of the current state of the issue of automation of boiler plants in the Chechen Republic</b>	
I I Gazieva, M A Biysultanova, H R Vizirova and I M Daudov	
<a href="#">+ Open abstract</a> <a href="#">View article</a> <a href="#">PDF</a>	

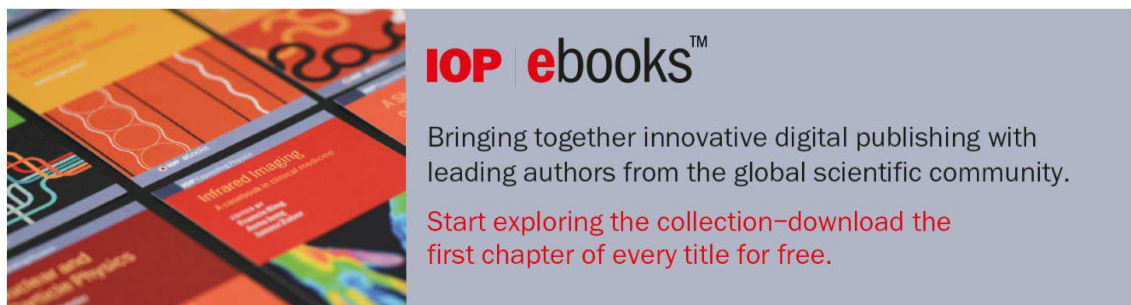
---

PAPER • OPEN ACCESS

## Expert analysis of elements of the diagnostic system for compressor technological equipment

To cite this article: V V Bukhtoyarov *et al* 2019 *J. Phys.: Conf. Ser.* **1399** 044113

View the [article online](#) for updates and enhancements.

The advertisement features a collage of colorful book covers on the left, including titles like 'Infrared Imaging' and 'Quantum and Particle Physics'. On the right, the text reads: 'IOP | ebooks™ Bringing together innovative digital publishing with leading authors from the global scientific community. Start exploring the collection—download the first chapter of every title for free.'

This content was downloaded from IP address 193.218.138.52 on 19/06/2021 at 07:11

## Expert analysis of elements of the diagnostic system for compressor technological equipment

V V Bukhtoyarov<sup>1,2</sup>, D K Zyryanov<sup>1</sup>, N A Bukhtoyarova<sup>1</sup>, V S Tynchenko<sup>1,2</sup>, V V Kukartsev<sup>1,2</sup> and K A Bashmur<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation

<sup>2</sup>Reshetnev Siberian State University of Science and Technology, 31, Krasnoyarsky Rabochy Av., Krasnoyarsk, 660037, Russian Federation

E-mail: vladber@list.ru, vadimond@mail.ru

**Abstract.** The article discusses the problem of diagnosing technological compressor equipment. The typical causes of defects in screw compressors and the causes of their occurrence are considered. The choice of vibration diagnostics sensors to create a system of complex diagnostics of technological equipment is substantiated. The results of expert evaluation of vibration sensors are presented, which determine the most effective solution for the diagnostic system.

### 1. Introduction

At the present stage of development of oil and gas production, screw compressors are almost universally used in the preparation and compression of gas. Many processes in the integrated gas preparation, in particular those occurring at the gas condensate separation unit or at the low pressure gas compressor station, are carried out by screw compressors. Since in screw compressors the pumping of the working medium is carried out due to the reciprocal rotation of the screws, this type of equipment is the subject of research by specialists in vibration diagnostics [1-3].

Vibration is a serious problem and can lead not only to a negative impact on production personnel, but also to a decrease in compressor performance, destruction of pipelines and units. Screw compressors are used in various industries for gas compression and pumping, so it is worth considering the main features of diagnostics of defects in them, based on the analysis of working vibrations. In addition to the standard vibration problems inherent in all rotary machines, screw compressors have screw pair defects that determine the difference between the vibration spectra of screw compressors and the spectra of other units.

Vibrations of screw compressors can be caused by the following reasons: poor-quality axial mounting and fixing the position of the screws, an increase in the clearance between the screws, caused, as a rule, by the general wear of the screws or thrust bearings, an increase in the clearance in the plain bearings, in which the rotors rotate and wear of gears connecting screws [4, 5].

Vibrations of the compressor caused by the above problems pose a serious threat to the safety and operational reliability of the compressor, so it is very important to recognize the signs of the appearance of such defects at an early stage of development. In this regard, it seems relevant to select and justify the effective elements of the vibration diagnostic system for such compressors. This is an important stage in the construction of an integrated diagnostic system for compressor technological equipment,



Content from this work may be used under the terms of the [Creative Commons Attribution 3.0 licence](https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/). Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.

Published under licence by IOP Publishing Ltd

1

since sensory devices are used to form an information base for further analysis and decision making [6, 7].

## 2. Description of subject methods

In addition to the usual vibration problems of rotating equipment, there are specific defects in screw compressors due to their design features. The causes of compressor vibration may include [8, 9]:

- Poorly installed and loose base frame.
- Defects in the plain bearings or gearing of the gearbox and the coupling.
- Problems associated with lubrication.
- Defects of rotor blades.
- Malfunctions of the drive motor.
- Rotor imbalance and poor shaft alignment.

Possible specific problems of increasing the vibration level of screw compressors are the following equipment defects [10, 11]:

- Poor-quality axial mounting and fixing the position of the working screws.
- Increase in working clearances between the working screws, which usually occurs due to the general wear of the screws or thrust bearings.
- Increase in the gaps in the radial and thrust bearings, in which the rotors rotate.
- Wear of the gears of the gear pair connecting the working screws.

The above reasons are strongly related to each other, for example, the appearance of an increased clearance in the thrust bearings automatically leads to a change in the clearance between the screws, etc. Tolerances for vibration of equipment and its individual parts are usually established by the manufacturer of this equipment. In the absence of regulatory documents from the manufacturer containing vibration tolerances, the recommended vibration tolerances are used, as presented in GOST ISO standard 10816-1-97 "Vibration. Monitoring the condition of machines according to the results of measurements of vibration on non-rotating parts. Part 1. General requirements".

However, despite the availability of regulatory and guidance documents, an analysis of studies in this area shows that the control of vibration effects in screw compressors is an urgent technical problem. In accordance with this, the following research objective was set: the creation of an automated system for determining the safe operation of a screw compressor based on an analysis of working vibrations. The implementation of such a system will allow to control and prevent the formation of defects arising from the fault of vibration, even in the early stages of their formation. Generalization of such a system for other elements of technological systems will allow for the implementation of a comprehensive technical solution for the reliability management platform for technological equipment [12, 13].

In terms of diagnosing compressor processing equipment, to achieve this goal, the following steps must be completed.

- Perform an expert evaluation of vibration sensors in order to select the most suitable compressor for installation on a screw type.
- Determine the installation location of the vibration sensors.
- Develop an analyzer program that will allow evaluating the condition of compressor equipment by the totality of vibration indicators collected from all installed sensors.

In the framework of the research presented in this article, the stage of expert evaluation of vibration sensors is described in order to choose the most suitable compressor for installation on a screw type.

### 2.1. Selection of sensors for expert evaluation

To conduct an expert assessment of vibration sensors and select the most suitable as installed on a screw compressor, it is necessary to determine the range of devices under consideration. According to the results of preliminary analysis and operating experience in research and production facilities, the following vibration sensors are presented as compared ones:

- Vibration transducer VKT-10.
- Digital vibration sensor DVTs-301.
- Vibration sensor Hensford Sensors HS-421.
- Vibration velocity sensor with current output DVST.
- Vibration transducer with HART protocol AV02-0.08.

The following is a brief description of each of the devices considered during the research.

### 2.2. Vibration transducer VKT-10

The VKT vibration transducer is designed for vibration control of compressors, electric motors, and other dynamic equipment.

Below are the main advantages of the VKT-10 vibration transducer:

- Explosion-proof execution of Exia.
- Low price.
- Interesting interval 2 years.
- Sealed IP68 housing.
- Arbitrary polarity of connection, MIL-DTL connector.

### 2.3. Digital vibration sensor DVC-301

Digital vibration sensor DVC -301 is designed to control vibration and can be used in blocking systems of units (pumps, compressors and other technological equipment), in the chemical, petrochemical, food, medical and other industries in normal and explosive operating conditions. The sensor converts vibration parameters (vibration acceleration, vibration velocity, vibration displacement, vibration frequency) along two mutually perpendicular axes into their corresponding digital signals.

The digital signal from the sensor output via the RS-485 serial interface via the MODBUS-RTU protocol can be transmitted via a four-wire communication line to the specialized microcontroller SMK-302-2-4C, SMK-302-2-8C, BUIR-301-16-VTs or to any PC.

The DVTs-301 sensor monitors the vibration parameters along two axes: along the Y axis, which coincides with the axis of the mounting stud, and along the X axis, perpendicular to the Y axis and lying in the plane of the sensor body. Full details of the digital vibration sensor DVC -301 are given in [14].

### 2.4. Vibration Sensor HS-421

The HS-421 vibration sensors have an analog output of 4..20 mA in proportion to the RMS value of vibration velocity and an additional AC output of vibration acceleration of 100 mV/g. There is experience in the successful use of such sensors to control the vibration of rotating parts of machines in industrial facilities. In general, the HS-421 is characterized as a relatively economical solution with the ability to directly connect to a PLC or any 4..20 mA analog input module.

Below are the main features of the HS-421 vibration sensor:

- 4..20mA output in proportion to the RMS of the vibration velocity.
- Range of operating frequencies from 10 Hz to 1 kHz.
- Degree of protection IP65, IP67 or IP68, work under water, depth up to 100 meters (10 bar).
- Built-in cable or connector (indicated when ordering).
- Operating temperature from -25 to +90 degrees.

### 2.5. *Vibration velocity sensor with current output DVST*

Vibration velocity sensors with a current output of the DVST type (hereinafter referred to as the DVST vibration sensors) are designed to control the vibration of various machines and mechanisms with rotating and reciprocating motion. Sensors of vibration velocity with a current output of the DVST type are designed to convert to a direct current of 4-20 mA the mean square values of vibration velocity at controlled points of installations and equipment.

The sensor consists of the following functional devices enclosed in a single housing:

- Piezoelectric or integrated vibration transducer that converts mechanical vibrations (vibration) into electrical ones.
- Matching device that ensures coordination of the output resistance of the vibration transducer and subsequent devices.
- Electronic filter-amplifier that forms a normalized operating frequency band and amplifies a weak signal coming from a vibration transducer.
- Root mean square detector.
- Voltage-current converter, which gives a 4-20 mA current to the communication line, proportional to the mean square value of the vibration velocity at the controlled point.

### 2.6. *Vibration transducer with HART protocol AV02-0.08*

Vibration transducer with HART protocol AV02-0.08 is designed for measuring the RMS of vibration velocity in stationary vibrodiagnostic systems with a standard current output (4-20 mA).

Below are the features of this vibration transducer:

- Conversion of a signal proportional to vibration velocity from a piezoelectric element to a standard current signal of 4 ... 20 mA.
- Electrical isolation of the piezoelectric element and built-in amplifier-converter from the housing eliminates the influence on the measurement results of grounding loop currents.
- Robust construction, sealed housing and one-piece armored cable.
- Stability of characteristics and reliability during operation.
- Transmission of a current signal at a distance of up to 1,000 meters.
- Assessment of machine vibration according to GOST ISO 10816-97, GOST ISO 10816-3-2002.
- Digital data transmission via HART protocol.

### 2.7. *Definition of criteria for expert evaluation*

Expert evaluation of vibration sensors is outperformed according to six criteria on a 10-point scale. Below are the criteria themselves and a description of the comparative part of each of them. The maximum score according to the criterion "Range of measurement of the vibration parameter" is assigned if the vibration velocity parameter is measured in a range that allows covering all normalized values with a margin, i.e. from 0 to 100 mm/s. With a decrease in the extreme boundary of the range by 10 mm/s 1 point is removed.

The maximum score according to the criterion "Cost of equipment" is assigned if the cost of equipment is in the range from 100 dollars to 150 dollars (excluding installation and maintenance costs). With an increase in value by 15 dollars, 1 point is removed.

The maximum score according to the criterion "Dust and moisture protection category" is assigned due to following rules.

- Vibration sensor has the IP68 category (i.e. it is completely protected from dust and has the ability to work in submerged mode).
- Vibration sensor meets several dust and moisture protection criteria at once, for example IP67/IP68 (up to IP65).

With a decrease in the dust and water tightness category up to IP65, 1 point is removed. If there is a category for dust and water tightness below IP65, the device is assigned 0 points. The maximum score according to the criterion "Operating temperature range" is assigned if the vibration sensor is operable in the range from -55 to + 85 °C. By reducing the temperature range by 5 °C, 1 point is removed. The maximum score according to the criterion "Limits of deviation of indicators" is assigned if the error of the sensor does not exceed 5%. With an increase in the sensor error by 1%, 1 point is removed.

According to the criterion "Availability of a digital transmission protocol", the maximum score is assigned if the vibration sensor has the ability to transmit digital data using various protocols (HART, MODBUS-RTU, etc.). In their absence, the sensor is assigned 0 points.

### 3. Experimental study

The expert group consists of 3 people, each of which evaluates all the vibration sensors presented for comparison according to each of the criteria. The expert group includes specialists from enterprises of the state oil company that carry out activities related to the operation of screw compressor equipment. The results of expert evaluation are summarized in the Table 1.

**Table 1.** Expert group evaluation of vibration sensors.

Criterion	Weight	VKT-10	DVC-301	HS-421	DVST-3-2-P	AV02-0.08
Range of measurement of the vibration parameter	0.19	3	10	10	5	10
Cost of equipment	0.17	10	10	2	10	10
Dust and moisture protection category	0.18	10	0	9	9	5
Operating temperature range	0.15	9	6	5	6	7
Limits of deviation of indicators	0.15	10	5	10	10	10
Availability of a digital transmission protocol	0.16	0	10	10	10	10
Sum	0.19	3	10	10	5	10

In order to identify the most effective sensor in the opinion of the expert group, it is required to multiply the weight of each of the criteria by the ratings made by experts. After that, the summation of the obtained products for each of the sensors is performed. The calculation results are presented in the Table 2.

**Table 2.** Final results of expert evaluation.

Criterion	Weight	VKT-10	DVC-301	HS-421	DVST-3-2-P	AV02-0.08
Range of measurement of the vibration parameter	0.19	0.57	1.9	1.9	0.95	1.9
Cost of equipment	0.17	1.7	1.7	0.34	1.7	1.7
Dust and moisture protection category	0.18	1.8	0	1.62	1.62	0.9

Operating temperature range	0.15	1.35	0.9	0.75	0.9	1.05
Limits of deviation of indicators	0.15	1.5	0.75	1.5	1.5	1.5
Availability of a digital transmission protocol	0.16	0	1.6	1.6	1.6	1.6
Sum	1	6.62	6.85	7.71	8.27	8.65

According to the results of the expert analysis, it was found that the most effective of the presented vibration sensors is a vibration speed transducer with the HART protocol AV02-0.08.

#### 4. Conclusion

The article discusses the features of vibration diagnostics of screw compressors, as well as expert assessment is carried out in order to determine the most suitable vibration sensors. Vibrodiagnostics of compressor equipment with the help of vibration analyzers cannot be automated, since it requires the presence of specially trained personnel and the performance of certain actions in the area of operation of the compressor unit. Therefore, it is required to use vibration sensors that can automatically transmit readable readings to the compressor control panel.

According to the results of the expert evaluation, the most suitable vibration sensor for installing it on the RCU VMY536M screw compressor is a vibration speed converter with the HART protocol AV02-0.08.

#### Acknowledgments

The reported study was partially funded Scholarship of the President of the Russian Federation for young scientists and graduate students SP.869.2019.5.

#### References

- [1] Tsypkin M 2017 Induction motor condition monitoring: Vibration analysis technique—diagnosis of electromagnetic anomalies *2017 IEEE AUTOTESTCON* 1-7.
- [2] Hübel D and Zitek P 2017 Screw compressor analysis from a vibration point-of-view *AIP Conference Proceedings* **1889(1)** 020011
- [3] Robichaud J M and Eng P 2009 *Reference standards for vibration monitoring and analysis* (Bretech Engineering Ltd)
- [4] Tomaszewski J and Rysinski J 2015 Diagnostics of gears and compressors by means of advanced automatic system *Acta mechanica et automatica* **9(1)** 19-22
- [5] Smith D R 2011 Pulsation, vibration, and noise issues with wet and dry screw compressors *Proceedings of the 40th Turbomachinery Symposium* 57-63
- [6] Bukhtoyarov V V, Tynchenko V S and Petrovsky E A 2019 Multi-Stage Intelligent System for Diagnostics of Pumping Equipment for Oil and Gas Industries *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* **272(3)** 032030
- [7] Bukhtoyarov V V, Tynchenko V S, Petrovskiy E A, Tynchenko V V and Zhukov V G 2018 Improvement of the methodology for determining reliability indicators of oil and gas equipment *International Review on Modelling and Simulations* **11(1)** 37-50
- [8] Fujiwara A, Matsuo K and Yamashita H 2011 Vibration analysis of oil-injected twin-screw compressors using simple simulated waveforms *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering* **225(2)** 105-16
- [9] Zargar O A 2014 Hydraulic Unbalance in Oil Injected Twin Rotary Screw Compressor Vibration Analysis (A Case History Related to Iran Oil Industries) *World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering* **7(11)** 2371-7



- [10] Wennemar J 2009 Dry Screw Compressor Performance And Application Range. *In Proceedings of the 38th turbomachinery symposium* 116-24
- [11] Willie J and Sachs R 2017 Structural and torsional vibration and noise analysis of a dry screw compressor *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering* **23(1)** 4-13
- [12] Petrovskii E A, Bukhtoyarov V V and Starostina E O 2017 Risk Assessment for the Elements of Production Equipment *Chemical and Petroleum Engineering* **52(9-10)** 642-6
- [13] Tynchenko V S, Bukhtoyarov V V, Tynchenko V V, Kukartsev V V and Shepeta N A 2019 Identification and evaluation of reliability factors of main oil pumps *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* **560(1)** 012126

## *2 Development of a condition monitoring system for compressor equipment with neural network data analysis*

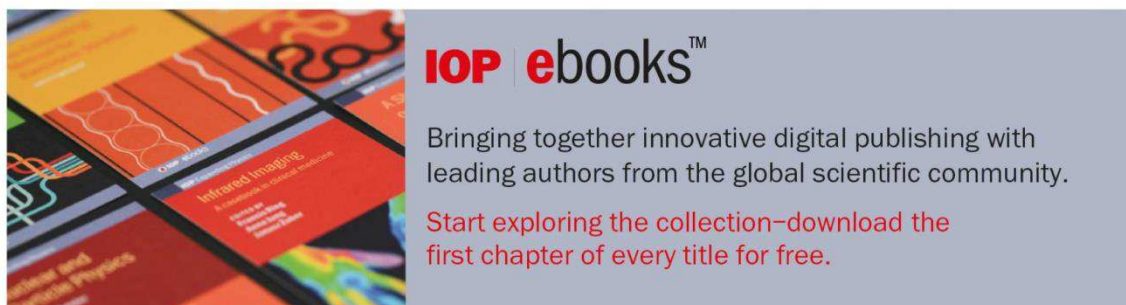
- 
- OPEN ACCESS** 022055  
**Own fluctuations of technological systems**  
D Y Ershov, E G Zlotnikov and B Nestorovski  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
- 
- OPEN ACCESS** 022056  
**Chemical method of creation of effective Ni63 radiation source for betavoltaic converters**  
A T Lelekov, N P Evsevskaya, I V Kovalev, P V Zelenkov and V V Brezitskaya  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
- 
- OPEN ACCESS** 022057  
**The processes of hydrocarbon conversion using catalytic systems**  
A A Kuzhaeva, N V Dzhevaga and I V Berlinskii  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
- 
- OPEN ACCESS** 022058  
**Development of a condition monitoring system for compressor equipment with neural network data analysis**  
D K Zyryanov, V V Bukhtoyarov, N A Bukhtoyarova, V V Kukartsev, V S Tynchenko and K A Bashmur  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
- 
- OPEN ACCESS** 022059  
**Evaluation of the efficiency of prefilter models using numerical simulation**  
O V Soloveva, S A Solovev and R R Khusainov  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
- 
- OPEN ACCESS** 022060  
**Problem formulation of analytical characterization of part surface layer hardened by a moving elastic indenter**  
Stanislav Abulkhanov, Alexander Khaimovich, Khudobin Leonid, Sergej Bobrovskij, Aleksey Lukyanov, Olesja Levitskih and Yuriy Polyanskov  
[+ Open abstract](#) [View article](#) [PDF](#)
-

PAPER • OPEN ACCESS

## Development of a condition monitoring system for compressor equipment with neural network data analysis

To cite this article: D K Zyryanov *et al* 2019 *J. Phys.: Conf. Ser.* **1399** 022058

View the [article online](#) for updates and enhancements.

The image shows a promotional banner for IOP ebooks. On the left, there is a collage of colorful book covers with scientific and technical titles. On the right, the text reads: "IOP ebooks™ Bringing together innovative digital publishing with leading authors from the global scientific community. Start exploring the collection—download the first chapter of every title for free." The background of the text area is a light grey color.

**IOP ebooks™**

Bringing together innovative digital publishing with leading authors from the global scientific community.

Start exploring the collection—download the first chapter of every title for free.

This content was downloaded from IP address 80.253.235.124 on 14/06/2020 at 05:40

## Development of a condition monitoring system for compressor equipment with neural network data analysis

D K Zyryanov<sup>1</sup>, V V Bukhtoyarov<sup>1,2</sup>, N A Bukhtoyarova<sup>1</sup>, V V Kukartsev<sup>1,2</sup>, V S Tynchenko<sup>1,2</sup> and K A Bashmur<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Siberian Federal University, 79, Svobodny pr., Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation

<sup>2</sup>Reshetnev Siberian State University of Science and Technology, 31, Krasnoyarsky Rabochy Av., Krasnoyarsk, 660037, Russian Federation

E-mail: vladber@list.ru

**Abstract.** Currently, one of the most widely used and effective types of technological equipment is screw compressor equipment. Along with the fact, that such equipment has a number of advantages that determine its high efficiency, it is characterized by increased wear of important structural elements. This can lead to reduced compressor efficiencies and malfunctions that can result in emergencies. In this regard, the paper presents the results of developing a scheme for continuous monitoring of the technical condition of screw compressor units. Variants of installing vibration sensors that provide data collection of vibration diagnostics are determined. In order to automate the analysis of the collected data, it is proposed to use the method of data mining based on neural networks to recognize the technical condition. The results of testing the neural network data method of a real compressor unit are presented.

### 1. Introduction

At the present stage of development of oil and gas production, the preparation and compression of gas is not possible without the use of screw compressors. Many processes in the integrated gas preparation, in particular those occurring at the gas condensate separation unit or at the low-pressure gas compressor station, are carried out by this type of compressor equipment. Among screw compressors, one of the most widely used types in the oil and gas industry is Aerzen VMY compressors. Aerzen VMY are oil-injected screw compressors with an integrated capacity controller that have been developed for suction flow rates from 500 m<sup>3</sup>/h to 8900 m<sup>3</sup>/h and for overpressure - a single-stage compressor has a compression pressure of up to 20 bar.

The VMY series are screw compressors designed to meet the requirements of a wide range of applications for the process gas industry. Initially, it was assumed that these compressors will be used in closed refrigeration cycle systems (ammonia, refrigerants, helium). Nowadays, such compressors are used to compress natural gas, inert gases, ammonia, helium, hydrocarbon, hydrogen chloride, carbon dioxide, mixed and process gases. This type of compressor enables adaptation to a specific operating mode by means of an integrated automated stepless adjustment of capacity [1-3]. The compressor is cooled by oil injection, which allows the compressor to cope with fluctuations in flow, temperature and pressure. However, in screw compressors, there are defects in the screw pair, which can cause an increase in the level of vibration:



- Poor-quality axial mounting and fixing the position of the screws;
- Increase in the clearance between the screws, caused, as a rule, by the general wear of the screws or thrust bearings;
- Increase in the clearance in the plain bearings, in which the rotors rotate;
- Wear of gears connecting screws.

Compressor vibrations caused by the above problems pose a serious threat to the safety and operational reliability of the compressor, so it is very important to recognize such defects in the early stages of their formation [4, 5]. For this purpose, the problem of designing a system of continuous vibration monitoring of the technical condition for the compressor unit is developed and presented in next sections. Taking into account the developed scheme, the neural network data mining approach of vibration monitoring was tested.

## 2. Screw compressors

The purpose of screw compressors Aerzener VMY.36 is to provide volume-controlled flow with oil injection and compression of process gases and refrigerant gases [6]. No condensation or contamination should be present in these gases. The working chambers of screw compressors are enclosed in the housing one, two or more screws that are engaged. That is, screw compressors can be: single-screw, twin-screw, etc. When the screws move, working volumes of space are formed, limited directly by the screws and the walls of the housing.

Compared to other types of compressor equipment, a screw compressor has several advantages:

- High efficiency compared to other types of compressors (up to 95% compared to piston compressors, the efficiency of which reaches 60%).
- Small contact surfaces reduce friction in the screw block. A lower coefficient of friction, as well as the absence of the need to convert the rotational motion of the engine into reciprocating motion of the pistons, significantly increase the efficiency of the compressor.
- Screw block provides a smooth decrease in the rotation speed, as a result of which the amount of compressed air produced is reduced without the appearance of pressure surges in the system, which are typical for piston installations in the event of a slowdown of the piston. In addition to increasing the efficiency of pneumatic equipment, this effect allows to reduce the volume of the receiver.
- Relatively low working noise.

However, screw compressors also have a number of disadvantages:

- High cost of the main element of the compressor is a screw block. When it fails, there is usually no possibility of prompt repair right at the factory.
- Engineering complexity of mechanisms.
- Screw block is subject to increased wear if the compressor is used in a working space with high dust content.

Given the identified drawbacks of screw-type compressors, the urgent question is to increase their operational reliability through the use of highly efficient methods for determining the technical condition [7-8]. Since the conditions for using compressors can vary significantly depending on operating conditions, it is necessary to use methods for recognizing the technical condition and take into account their results when planning and conducting preventive measures, as well as during operation. Accordingly, it is necessary to develop and implement a scheme for continuous monitoring and recognition of the technical condition of a screw compressor of the selected type. The most suitable

option is to build such a system based on vibration diagnostic methods, as the most informative and developed for this type of equipment [9]. In this regard, the task of selecting and placing vibration sensors for the vibration monitoring system of screw-type compressors is further considered. This will allow continuous monitoring of vibrations, in contrast to periodic monitoring provided by discrete procedures for measuring vibration parameters.

It is important to select and study a method for processing continuous vibration monitoring data concerning the need to implement a continuous monitoring system. In this case, it is necessary to minimize human labor costs, and, consequently, to create a system that automatically determines the current value and predicts the technical state of the type of technological equipment under consideration. To solve such a problem during the study, the method of artificial neural networks was chosen as one of the most effective methods for solving the problem of recognition, classification and prediction [10-12]. This is confirmed by a significant number of successful approbations of the neural network method for solving such problems [13-15]. The following provides a brief description of the artificial neural network method, the selected scheme for its use for vibration monitoring of the technical condition of compressor technological equipment. The results of testing on the data of vibration monitoring obtained on real technological installations for the separation of gas condensate and propane refrigeration unit are presented.

### 3. Selection of sensors and determining of their installation locations

At the preliminary stage, as a result of expert evaluation, the most suitable sensor for the type of compressor considered was a speed transducer with the HART protocol AV02-0.08. It is this type of sensor that needs to be installed on a VMY536M screw compressor. Vibration transducer with HART protocol AV02-0.08 is designed for measuring the rms of vibration velocity in stationary vibrodiagnostic systems with a standard current output (4-20 mA). The following are the features of this vibration transducer:

- Conversion of a signal proportional to vibration velocity from a piezoelectric element to a standard current signal of 4 ... 20 mA.
- Electrical isolation of the piezoelectric element and built-in amplifier-converter from the housing eliminates the influence on the measurement results of grounding loop currents.
- Robust construction, sealed housing and one-piece armored cable.
- Stability of characteristics and reliability during operation.
- Transmission of a current signal at a distance of up to 1,000 meters.
- Assessment of machine vibration according.
- Digital data transmission via HART protocol.

#### 3.1. Determining the installation location

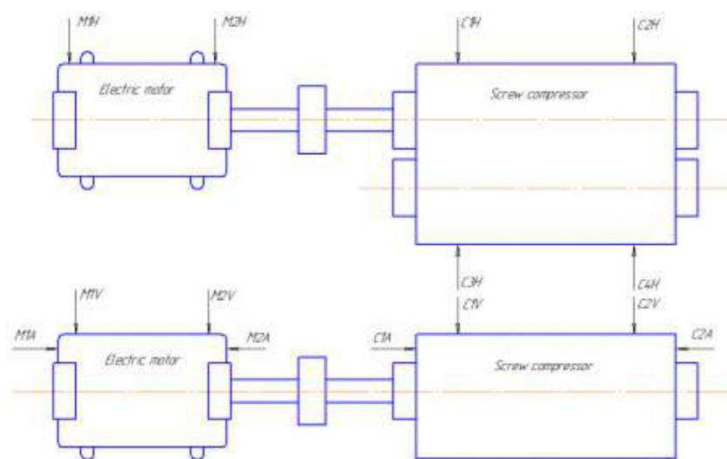
The next step is to determine the places for installing sensors and their number. In usual way specially trained people using vibration analyzers take data from certain points on compressor units. For the most part, measurements are carried out without disassembling the compressor and engine at points close to the following installation details:

- M1 - motor bearing from the side opposite to the drive;
- M2 - motor bearing on the drive side;
- C1 - bearing assembly of the compressor unit on the drive side;
- C2 - bearing assembly of the compressor unit from the side opposite to the drive;
- C3, C4 - subsequent bearing units.

Measurement of vibration indicators (often vibration speeds) are carried out in several directions:

- H - the horizontal direction of measurements;
- V - the vertical direction of measurements;
- A - axial direction of measurements.

Based on the foregoing, we can conclude that the most important diagnostic parameter for screw compressor units, and in general for compressor equipment, is the vibration level at the bearing supports. The above points for measuring vibration of screw compressor equipment are presented in figure 1.



**Figure 1.** Points of measurement of vibration for vibration diagnostics of compressor equipment using a vibration analyzer.

Accordingly, the selected sensors must be installed so that they read the readings of the changing vibration velocity precisely at the points used in vibration diagnostics using a vibration analyzer. The technical documentation for compressors of the VMY .36 series stipulates the availability of places for installing vibration sensors at key points of the equipment, for example, bearing assemblies. Based on this, it was decided that to create a system for the automated determination of safe operation modes of an RCU VMY 536M screw compressor based on an analysis of working vibrations, it is necessary to establish about six vibration speed converters with the HART protocol AV02-0.08.

### 3.2. Artificial neural networks approach for predicting the state of a screw compressor

After the vibration sensor is selected, their number and installation location are determined, it is necessary to solve the problem of predicting the state of the screw compressor by the vibration characteristics taken according to the selected scheme. As one of the options for implementing this task, it is proposed to use prediction using a neural network.

Neural networks are self-learning systems that mimic the activity of the human brain. Let us consider in more detail the structure of artificial neural networks and their application in specific tasks. Despite the wide variety of options for neural networks, they all have common features. Neural networks, like the human brain, consist of a large number of elements of the same type - neurons that mimic brain neurons that are interconnected. Artificial neural networks are one of the most effective methods for searching patterns, forecasting, and qualitative analysis [13-16]. The multilayer perceptron neural network considered in this paper consists of several layers of neurons, each neuron of the current layer being connected to each neuron of the next layer [17].

With the help of a neural network, it is planned to implement an analyzer program, which, in addition to determining the vibration velocity indices on each of the sensors separately, makes it possible to evaluate the state of the compressor installation from the totality of all measurement points.

A neural network will allow to analyze the data received from the sensors and determine the health factor of the compressor equipment. We consider the technical condition (health) factor to be a number from 0 to 1, where a value close to zero or equal to it means the equipment is inoperative, and a value close to 1 means partial or full operability. For analysis within the framework of this work, we set the boundary for the health factor of 0.6.

When analyzing vibrational characteristics at enterprises, the boundary of the condition factor is selected by each operating organization independently. It should be noted that if the condition factor is reduced to a boundary or close to it, urgent measures must be taken to eliminate the problems caused by vibration exposure, up to stopping the compressor, unscheduled maintenance, repair, or, in extreme cases, withdrawal from operation.

#### 4. Experimental study

To predict the state of a screw compressor, a certain array of vibrational characteristics, read by sensors, is required. To do this, we will use a sample of data received from the supervisor. The provided selection consists of 1000 elements. A neural network was created and configured using the STATISTICA program. The existing data array consists of 23 different indicators (horizontally), in which the indicator under number 23 is the condition (health) factor.

All data in this column were obtained experimentally. Some results obtained for several neural networks are shown in table 1.

**Table 1.** Results of numerical experiments.

Neural Network	Training Data Error, %	Test Data Error, %
Multilayer Perceptron 22-6-1	3.3	5.4
Multilayer Perceptron 22-15-1	2.7	5.3
Multilayer Perceptron 22-8-1	2.4	5.1
Multilayer Perceptron 22-17-1	2.7	4.6
Multilayer Perceptron 22-7-1	3.6	5.1

The results obtained demonstrate the success of testing the neural network approach to solve the problem of vibration data analysis. The accuracy of the resulting neural network models with a multilayer perceptron architecture is characterized by a small value of the standard error of 3% on the training data and 5-6% on the test data. Such values obtained on the data of actually operated compressors allow us to state the possibility of using the considered approach and vibration diagnostics scheme as one of the basic for creating systems for ensuring the operational reliability of this type of technological equipment.

A neural network as an analyser of data coming from vibration sensors, when used in production, will work as follows. Neural network analyser is to obtain values from each sensor separately and determine whether one of the vibration indicators is admitted or other indications. The neural network application will also analyse the general condition of the screw compressor based on the receipt of information from all sensors simultaneously.

Upon reaching the limit value of the condition (health) factor, which acts as the main indicator of the performance of a screw compressor based on the analysis of working vibrations, the neural network will signal the occurrence of defects. So, personnel of the will be able to eliminate them in time, without causing serious damage to the installation, personnel or process.



## 5. Conclusion

The urgent problem of constructing systems for continuous monitoring of the state of technological equipment on the example of widely used screw compressor units is studied in the paper. The scheme of such a system for monitoring the technical condition is determined, including the choice of the installation scheme of vibration sensors and the method of analysis of data received from them. It is proposed to use vibration transducers with the HART protocol AV02-0.08 for measuring indicators on a compressor unit, and an artificial neural network as a method of analytical data processing. It is assumed that, as part of an automated monitoring procedure, a neural network model will allow for the processing of readings of installed sensors, both individually and in combination.

Usage of neural network will allow to receive timely signals about the occurrence of certain defects of a screw compressor and eliminate them, avoiding damage to the compressor installation, disruption of the process and ensuring the safety of the personnel themselves. This will make it possible to prevent the company from incurring economic losses in the event of a sudden breakdown or accident.

## Acknowledgments

The reported study was partially funded Scholarship of the President of the Russian Federation for young scientists and graduate students SP.869.2019.5.

## References

- [1] Bingming W, Huagen W, Jianfeng L and Ziwen X 2009 Experimental investigation on the performance of NH<sub>3</sub>/CO<sub>2</sub> cascade refrigeration system with twin-screw compressor *International Journal of Refrigeration* **32(6)** 1358-65
- [2] Stosic N, Smith I K, Kovacevic A and Mujic E 2011 Geometry of screw compressor rotors and their tools *Journal of Zhejiang University-SCIENCE A* **12(4)** 310-26
- [3] Chen W, Xing Z, Tang H and Wu H 2011 Theoretical and experimental investigation on the performance of screw refrigeration compressor under part-load conditions *International journal of refrigeration* **34(4)** 1141-50
- [4] Sapmaz S, Kilic F C, Eyidogan M, Taylan O, Coban V, Cagman S and Kaya, D 2015 Selection of compressors for petrochemical industry in terms of reliability, energy consumption and maintenance costs examining different scenarios *Energy Exploration & Exploitation* **33(1)** 43-62
- [5] Calixto E 2016 *Gas and oil reliability engineering: modeling and analysis* (Gulf Professional Publishing)
- [6] He Y, Xing L, Zhang Y, Zhang J, Cao F and Xing Z 2018 Development and experimental investigation of an oil-free twin-screw air compressor for fuel cell systems *Applied Thermal Engineering* **145** 755-62
- [7] Lin T R, Tan A, Howard I, Pan J, Crosby P and Mathew J 2011 Development of a diagnostic tool for condition monitoring of rotating machinery *ICOMS Asset Management Conference Proceedings* **39** 1-9
- [8] Bukhtoyarov V V, Tynchenko V S and Petrovsky E A 2019 Multi-Stage Intelligent System for Diagnostics of Pumping Equipment for Oil and Gas Industries *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* **272(3)** 032030
- [9] Fujiwara A, Matsuo K and Yamashita H 2011 Vibration analysis of oil-injected twin-screw compressors using simple simulated waveforms *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering* **225(2)** 105-16
- [10] Prieto M D, Cirrincione G, Espinosa A G, Ortega J A and Henao H 2012 Bearing fault detection by a novel condition-monitoring scheme based on statistical-time features and neural networks *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60(8)** 3398-407
- [11] Tavner P J 2008 Review of condition monitoring of rotating electrical machines *IET Electric Power Applications* **2(4)** 215-47
- [12] Basu J K, Bhattacharyya D and Kim T H 2010 Use of artificial neural network in pattern

- recognition *International journal of software engineering and its applications* **4(2)** 119-27
- [13] Bukhtoyarov V V, Milov A V, Tynchenko V S, Petrovskiy E A and Tynchenko S V 2019 Intelligently informed control over the process variables of oil and gas equipment maintenance *International Review of Automatic Control* **12 (2)** 59-66
- [14] Janssens O, Slavkovikj V, Vervisch B, Stockman K, Loccufier M, Verstockt S and Van Hoecke S 2016 Convolutional neural network based fault detection for rotating machinery *Journal of Sound and Vibration* **377** 331-45
- [15] Bukhtoyarov V, Semenkin E and Shabalov A 2012 Neural networks ensembles approach for simulation of solar arrays degradation process *International Conference on Hybrid Artificial Intelligence Systems* 186-95
- [16] Farokhzad S, Ahmadi H, Jaefari A, Abad M R A A and Kohan M R 2012 Artificial neural network based classification of faults in centrifugal water pump. *Journal of Vibroengineering* **14(4)** 1734-44
- [17] Ghate V N and Dudul S V 2010 Optimal MLP neural network classifier for fault detection of three phase induction motor *Expert Systems with Applications* **37(4)** 3468-81

# 3 Research of data analysis techniques for vibration monitoring of technological equipment



## Research of Data Analysis Techniques for Vibration Monitoring of Technological Equipment

Vladimir Bukhtoyarov<sup>1,2</sup> , Danil Zyryanov<sup>2</sup> ,  
Vadim Tynchenko<sup>2</sup> , Kirill Bashmur<sup>2</sup> , and Eduard Petrovsky<sup>1</sup> 

<sup>1</sup> Reshetnev Siberian State University of Science and Technology,  
Krasnoyarsk, Russia  
vladber@list.ru

<sup>2</sup> Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia

**Abstract.** The article considers the problem of choosing a data analysis technology for designing a system for identification and predicting failures of technological equipment based on vibration monitoring data. The task of analyzing vibration monitoring data is solved in relation to the technological equipment of a fuel-oriented oil refinery. The article presents the results of the sensitivity analysis of the models for determining the type and failures with respect to various vibration parameters recorded by a system of vibration sensors. The results of the analysis based on data on failures show a difference in determining the most significant factors for different methods of data analysis. In the article for designing models for determining failure types, methods of discriminant analysis, decision trees, multidimensional regression splines, and a neural network approach are considered. As a result of applying the methods to the data set on failures of technological pumping equipment, it was determined that the method based on artificial neural networks is the most effective. Taking into account the use of tools for the automatic construction of neural network classifiers, such models can be further used in an automatically deployed global system for ensuring the reliability of technological equipment in oil and gas production. #COMESYSO1120

**Keywords:** Data analysis · Classification of failures · Artificial neural networks · Technical diagnostics

### 1 Introduction

The current state of oil and gas production is characterized by an increasing integration of information technology in various production and auxiliary processes. Such processes include the process of technological equipment maintenance and the operational reliability ensuring [1–3]. Modern requirements for the efficiency and safety of production systems place high demands on the reliability of technological complexes, and, therefore, on the accuracy of diagnostic and monitoring procedures [4–6]. In this regard, the study of methods and technologies for constructing highly efficient systems for determining emergency situations, equipment failures and their prediction is an

© The Editor(s) (if applicable) and The Author(s), under exclusive license to Springer Nature Switzerland AG 2020  
R. Silhavy et al. (Eds.): CoMeSySo 2020, AISC 1294, pp. 598–605, 2020.  
[https://doi.org/10.1007/978-3-030-63322-6\\_49](https://doi.org/10.1007/978-3-030-63322-6_49)

actual area of research. Automation of such systems will allow them to smoothly integrate into the created cyberphysical production systems, which are being developed, including for enterprises in the oil and gas industry [6–8].

Large-scale distributed technological facilities consist of diverse types technological equipment which integrated into technological complexes. An example of a distributed technological facility is the infrastructure of a modern oil refinery, which operates on a large territory and consists of several thousand elements of equipment and various technological complexes that service the processes of oil refining. Even one element failure may lead to the disturbance of the entire process and the transition of many related elements of equipment to the pre-emergency state. One of the possible problem solution is end-to-end monitoring, taking into account the entire structure of the complex and the interdependence of processes.

The absence of a system including end-to-end monitoring increases the economic risks of the enterprise, as well as the risks of safety breaches, including environmental and energy breaches. Its presence makes it possible to automate ongoing processes, to conduct timely monitoring of changes in performance indicators. The implementation of a monitoring system for the state of production facilities will allow achieving maximum productivity due to smooth operation [9].

Also, at the present stage of oil and gas production, the main innovations in oil refining are associated with the development of digital technologies that ensure higher efficiency and safety of production processes. The use of modern systems for monitoring the state of technological objects that is one of the key tasks in implementing the concept of a “digital plant”, which the vast majority of world oil refineries are oriented towards [10–13].

However, in many types of equipment of oil refineries such as pumps or compressors, there are defects which can cause an increase in the vibration level [14, 15]. As for compressors vibration measurements are usually used to predict such defects as poorly installed and loose base frame; defects in the plain bearings or in gearing of the gearbox and the coupling; problems associated with lubrication; defects of rotor blades; malfunctions of the drive motor; rotor imbalance and poor shaft alignment [16].

For pumps vibration analysis make it possible to detect and forecast the development of such defects as incorrect alignment with the driven mechanism (pump); poor condition (or poor manufacturing) of the coupler, finger wear, misalignment of the holes for the fingers or misalignment of the coupling halves; imbalance of the impeller (rotor) of the driven pump, which is especially common in high speed pumps or pumps with dynamically unbalanced impellers; imbalance of the rotor of the electric motor; defect in the bearings of the pump or electric motor; defects in the foundation and foundation frame of the unit; bending of the shaft [17, 18].

Equipment vibrations caused by the above problems pose a serious threat to the safety and operational reliability of the equipment so it is very important to recognize such defects in the early stages of their formation. For this purpose, the problem of designing a system of continuous vibration monitoring of the technical condition for the pump unit is developed and presented in next sections. Taking into account the developed scheme, several data mining approaches for vibration monitoring data analysis were evaluated using real-world and well-known data sets.

## 2 Vibration Parameters and Monitoring

Vibration level and vibration parameters are main data receiving by vibration monitoring system. It allows to identify changes in the equipment elements state and in some cases predict possible failures. Vibration monitoring of compressor and pumping equipment is based on the principle of data collection and data analysis based on the analysis of vibration transducers. For example, to calculate and compare the root-mean-square (RMS) values of vibrations with the limit settings for 16 spectral bands, a signal is continuously collected and processed. In case of exceeding the warning level about alarms, informing staff about the need for action. If vibrations exceed the emergency level, the unit can be stopped automatically.

Existing vibration monitoring methods for the most part implement the so-called principle of “information completeness”. Under conditions of uncertainty about the type of failure, for diagnostics, in addition to previously known signs of failure, unknown ones are also used that remained in the vibro-acoustic signal after recursive selection of known ones. The selection of known features occurs in such a way that events leading to a change in unknown features constitute a “complete group” in a statistical sense. Based on this approach, the root-mean-square values of vibration acceleration, vibration velocity and vibration displacement were selected as diagnostic attributes of the first level that make up the “full group”. These parameters are standard for vibration diagnostics and emphasize respectively high-frequency, mid-frequency and low-frequency vibration bands. The high-frequency component best describes the problems of the mechanisms (defects and malfunctions in bearings, blades, screws and similar elements). The mid-frequency and low-frequency components are correlated, respectively, with the problems of the state of aggregation (balancing, alignment, alignment) and the problems of fastening the units and connecting structures (foundations, bases, pipelines).

Accordingly, the data acquisition and analysis module in the vibration monitoring system, in addition to having some type of classification algorithm initially, must additionally self-learn through the accumulation and storage of the much unknown signs of failures mentioned above. This is necessary in order to increase the accuracy of defects detecting.

Vibration parameters sensitivity analysis was performed using original data obtained from petroleum-oriented oil refinery data base. It consists of about 300 diagnostic and failure analysis reports with the information of periodical maintenance procedures and vibration monitoring data. The sensitivity analysis was performed to find patterns between the values of vibration characteristics and failures that occur in equipment. It was proposed to analyze the sensitivity of the available variable values to further develop a mathematical apparatus for studying the reliability of pumping equipment. Sensitivity analysis was made using preliminary application of several classification methods: linear discriminant analysis, interactive trees, stochastic gradient boosting trees, multivariate adaptive regression splines (MAR Splines) and artificial neural networks [19–23]. The results of determination of values of the variables influence on the determination of a particular type of failure are presented in Table 1.

**Table 1.** Predictors sensitivity analysis (1 means most important).

Predictor	Linear discriminant analysis	Interactive trees	Stochastic gradient boosting trees	MAR splines	Artificial neural network
Amplitude, axial direction	1	1	2	3	3
Amplitude, horizontal direction	2	2	1	3	3
Amplitude, vertical direction	3	3	3	2	3
Velocity, axial direction	3	3	3	3	2
Velocity, horizontal direction	3	3	3	3	2
Velocity, vertical direction	3	3	3	2	2

As seen, for different methods of data classification, the most important variables for determining the target value are different. For neural network classification, the key predictors are vibration velocity indicators. An analysis of a number of articles and studies on vibration diagnostics shows, it is precisely the vibration velocity indicators that are the main mid-frequency markers of vibration bands and allow to determine with equal accuracy both problems in the mechanisms and components of technological equipment and problems in the state of the unit as a whole (foundation, balancing, fastening and etc.).

For discriminant analysis and two types of decision trees, the most important of the variables for classification are vibration amplitude indicators. Based on existing studies, this type of measurement is not fully capable of reflecting failures arising in the equipment, because vibration amplitude is often used to detect failures at low vibration frequencies.

### 3 Numerical Experiments

The data set obtained from machine learning repository was used for numerical experiments during experimental study [24]. This data set consists of a sample with measurements of vibrational characteristics (vibration velocity and vibration displacement) for 221 objects. The objects are pumping units. In total, up to 9 types of measurements were observed for each object:

- sensor without filter, vibration amplitude, axial direction;
- sensor without filter, vibration amplitude, horizontal direction;
- sensor without filter, vibration amplitude, vertical direction;
- sensor with filter, vibration velocity, axial direction;
- sensor with filter, vibration velocity, horizontal direction;
- sensor with filter, vibration velocity, vertical direction;
- sensor without filter, vibration velocity, axial direction;
- sensor without filter, vibration velocity, horizontal direction;
- sensor without filter, vibration velocity, vertical direction.

Classes description and distribution of objects from data set used in numerical study are presented in Table 2.

**Table 2.** Description of data set for numerical experiments.

Class	Description	Number of objects
1	Problems in the joint	13
2	Faulty bearings	23
3	Mechanical loosening	6
4	Basement distortion	5
5	Unbalance	12
6	Normal operating conditions	27
7	Shaft misalignment	42
8	Problems in the pump	26
9	Problems in the motor	8
10	Problems in the machine (includes first 5 classes,)	59

In the data set under consideration, each object corresponds to only one type of failure - either basic (failure class 1–6), or composite (failure class 7–10), which is a combination of basic types.

The purpose of the numerical experiments was to evaluate the effectiveness of the data analysis methods involved for their subsequent use as part of a high-performance system (platform) for managing the reliability of technological pumping equipment. An assessment of the reliability of classification was used as an assessment of the effectiveness of methods for constructing classifiers. The conditions for performing numerical experiments and obtaining estimates of the reliability of the classification of failure types are described in more detail below.

To carry out numerical experiments, we used the implementation of the algorithms in the package of applied statistical analysis Statistics, as well as the author's implementation of the data processing methods under consideration. To ensure the uniformity of the conditions for conducting experiments, the settings of the methods were chosen from the condition as close as possible to the execution time of the procedure for constructing the corresponding classifier. To ensure the correctness of the estimates, the methods were evaluated on a test sample extracted from the general sample. Partitioning of the total sample was carried out in a proportion of 80 by 20. Such

repartitioning was carried out 10 times in accordance with the numerical experiment scheme. Statistical differences in the results were evaluated using the ANOVA method at a significance level of 0.05. The processed results of the numerical study for the sample used to construct the classifiers (training sample) and the test sample of methods are shown in Table 3.

**Table 3.** Result of numerical experiment.

Method of data analysis	Reliability of failure classification (training sample/test sample), %
Neural network	95.7/87.3
Linear discriminant analysis	51.6/43.4
Interactive tree	62.5/59.3
Stochastic gradient boosting tree	70.1/64.7
MARSplines	47.2/41.6

The obtained results demonstrate the effectiveness neural network approach to solve the problem of vibration data analysis. Other methods of data analysis showed lower value of accuracy for the failure classification.

The accuracy of the resulting neural network model with multilayer perceptron architecture is characterized by 5–6% classification error on the training data and 12–13% on the test data. To decrease the value of testing data error, obtained neural network can be retrained with new input predictors.

The resulting neural network as an analyzer of data from vibration sensors, when used in production, will work as follows. Neural network installed as a program in the data analysis module for the process equipment monitoring system will convert the values of the vibration characteristics received from the sensors and based on them predict a possible type of failure or inform about normal operation.

In the future, in order for the neural network to be able to independently convert the input data to average values and RMS, it is necessary to improve the program, which we will further load into the data analysis module of complex reliability assurance and control system.

## 4 Conclusion

The article presents the results of testing several classification methods to solve the problem of recognition of defects in technological pumping equipment. A preliminary analysis and preparation of data based on the results of assessing the sensitivity of the approaches under consideration when processing vibration monitoring data from an oil refinery was performed. The most significant vibration parameters for the considered methods are determined, classification for their use as methods for determining the types of failures of technological pumping equipment. It is shown that for the data



considered in the article, the method based on artificial neural networks allows the greatest efficiency. This method allows to ensure the reliability of defect determination according to vibration monitoring data at the level of 87–95%. Such recognition reliability values are acceptable for the implementation of the fault recognition module as part of an integrated reliability system.

Given the complexity of the task, the resulting neural network model with the architecture of a multilayer perceptron has an acceptable level of complexity. The deployment of such a model can be provided with modern automation tools as part of integrated computer-aided design systems for intelligent data analysis technologies.

In cases where the reliability of a single neural network model seems limited and insufficient to solve a specific practical problem, it is proposed to further implement an ensemble neural network approach. In the future, it is planned to test the method using larger data on various types of technological equipment of oil and gas industries. The result of the research to be the development of a highly effective decision support platform while ensuring the reliability of production equipment in the framework of the concept of cyber physical production systems.

**Acknowledgments.** The reported study was partially funded Scholarship of the President of the Russian Federation for young scientists and graduate students SP.869.2019.5.

## References

1. Gupta, G., Mishra, R.P.: A SWOT analysis of reliability centered maintenance framework. *J. Qual. Maintenance Eng.* **22**(2), 130–145 (2016)
2. Bousdekis, A., Magoutas, B., Apostolou, D., Mentzas, G.: Review, analysis and synthesis of prognostic-based decision support methods for condition based maintenance. *J. Intell. Manufact.* **29**(6), 1303–1316 (2018)
3. Bukhtoyarov, V., Tynchenko, V., Petrovskiy, E., Bukhtoyarova, N., Zhukov, V.: Investigation of methods for modeling petroleum refining facilities to improve the reliability of predictive decision models. *J. Appl. Eng. Sci.* **16**(2), 246–253 (2018)
4. Ahadi, A., Ghadimi, N., Mirabbasi, D.: An analytical methodology for assessment of smart monitoring impact on future electric power distribution system reliability. *Complexity* **21**(1), 99–113 (2015)
5. Qingfeng, W., Wenbin, L., Xin, Z., Jianfeng, Y., Qingbin, Y.: Development and application of equipment maintenance and safety integrity management system. *J. Loss Prevent. Process Ind.* **24**(4), 321–332 (2011)
6. Subramanian, N., Zalewski, J.: Quantitative assessment of safety and security of system architectures for cyberphysical systems using the NFR approach. *IEEE Syst. J.* **10**(2), 397–409 (2014)
7. Irisarri, E., García, M.V., Pérez, F., Estévez, E., Marcos, M.: A model-based approach for process monitoring in oil production industry. In: 2016 IEEE 21st International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA), Berlin, Germany, pp. 1–4. IEEE (2016)
8. Bukhtoyarov, V.V., Tynchenko, V.S., Petrovskiy, E.A., Tynchenko, V.V., Zhukov, V.G.: Improvement of the methodology for determining reliability indicators of oil and gas equipment. *Int. Rev. Mod. Simul.* **11**(1), 37–50 (2018)


9. Abramkin, S.E., Dushin, S.E.: Prospects for the development of control systems for gas producing complexes. In: 2017 IEEE II International Conference on Control in Technical Systems, St. Petersburg, Russia, pp. 150–153. IEEE (2017)
10. Anderson, R.N.: Petroleum analytics learning machine for optimizing the internet of things of today's digital oil field-to-refinery petroleum system. In: 2017 IEEE International Conference on Big Data, Boston, MA, USA, pp. 4542–4545. IEEE (2017)
11. Lu, H., Guo, L., Azimi, M., Huang, K.: Oil and gas 4.0 era: a systematic review and outlook. *Comput. Ind.* **111**, 68–90 (2019)
12. Shoja, S., Jalali, A.: A study of the internet of things in the oil and gas industry. In: 2017 IEEE 4th International Conference on Knowledge-Based Engineering and Innovation (KBEI), Tehran, Iran, pp. 0230–0236. IEEE (2017)
13. Khadersab, A., Shivakumar, S.: Vibration analysis techniques for rotating machinery and its effect on bearing faults. *Procedia Manuf.* **20**, 247–252 (2018)
14. Telford, S., Mazhar, M.I., Howard, I.: Condition based maintenance (CBM) in the oil and gas industry: an overview of methods and techniques. In: Proceedings of the 2011 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management (2011)
15. Al-Badour, F., Sunar, M., Cheded, L.: Vibration analysis of rotating machinery using time–frequency analysis and wavelet techniques. *Mech. Syst. Sign. Process.* **25**(6), 2083–2101 (2011)
16. Bukhtoyarov, V.V., Zyryanov, D.K., Bukhtoyarova, N.A., Tynchenko, V.S., Kukartsev, V.V., Bashmur, K.A.: Expert analysis of elements of the diagnostic system for compressor technological equipment. *J. Phys: Conf. Ser.* **1399**(4), 044113 (2019)
17. Srinivas, H.K., Srinivasan, K.S., Umesh, K.N.: Application of artificial neural network and wavelet transform for vibration analysis of combined faults of unbalances and shaft bow. *Adv. Theor. Appl. Mech.* **3**(4), 159–176 (2010)
18. McKee, K.K., Forbes, G.L., Mazhar, I., Entwistle, R., Howard, I.: A review of machinery diagnostics and prognostics implemented on a centrifugal pump. In: *Engineering asset management*, pp. 593–614. Springer, London, UK (2011)
19. Izenman, A.J.: Linear discriminant analysis. In: *Modern multivariate statistical techniques*, pp. 237–280. Springer, New York, NY, US (2013)
20. Van Den Elzen, S., Van Wijk, J.J.: Baobabview: interactive construction and analysis of decision trees. In: 2011 IEEE conference on visual analytics science and technology, Providence, RI, USA, pp. 151–160. IEEE (2011)
21. Chopra, T., Vajpai, J.: Fault diagnosis in benchmark process control system using stochastic gradient boosted decision trees. *Int. J. Soft Comput. Eng.* **1**, 98–101 (2011)
22. Sikka, G., Kaur, A., Uddin, M.: Estimating function points: using machine learning and regression models. In: 2010 2nd International Conference on Education Technology and Computer, Shanghai, China, vol. 3, pp. 43–52. IEEE (2010)
23. Haykin, S.: *Kalman Filtering and Neural Networks*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, US (2004)
24. Asuncion, A., Newman, D.: *UCI Machine Learning Repository*. University of California, Irvine, CA, US (2007)

Федеральное государственное образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа

Кафедра технологических машин и оборудования нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Э. А. Петровский  
« 21 » 06 2021 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Разработка системы мониторинга агрегатов НПЗ по параметрам виброскорости,  
виброускорения и виброперемещения

15.04.02 «Технологические машины и оборудование»

15.04.02.02 «Надежность технологических машин и оборудования  
нефтегазового комплекса»


Научный руководитель

  
подпись, дата

к.т.н., доцент

В. В. Бухтояров

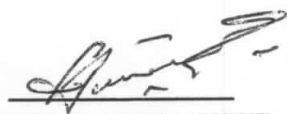
Выпускник

  
подпись, дата

Д. К. Зырянов

Рецензент

д.т.н., профессор  
подпись, дата

  
должность, ученая степень

А.Н. Анисимов  
инициалы, фамилия

Красноярск 2021